

TRABAJO FIN DE GRADO



# **GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN EN ESTE TIPO DE TECNOLOGÍA**

---

Grado en Ingeniería en Tecnologías  
Industriales  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

**Elena María Puente Aranda**  
Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, Junio de 2017





## AGRADECIMIENTOS

*Con este Trabajo Fin de Grado culmina la que hasta ahora ha sido la etapa más bonita de mi vida, y por ello, me gustaría dedicar este apartado a dar las gracias a todos los que me han acompañado en este camino.*

*En primer lugar, a mis padres Roberto y África, por todas las oportunidades que me han brindado a lo largo de mi vida, por apoyarme en los malos momentos, y sobre todo, por concederme una educación que me ha formado como persona y me ha inculcado unos maravillosos valores.*

*A mi tutor, Fernando Soto, quien confió en mí y me dio la posibilidad de realizar el TFG durante mi estancia de ERASMUS y acabar la carrera a curso por año. Por haberme guiado en la consecución de este proyecto y en especial, por su amabilidad en todo momento.*

*A mi hermano Roberto, porque siempre ha estado ahí, ayudándome y orientándome en todos los ámbitos.*

*A mis abuelos y familiares, en especial a mi abuela África, por haberme dado todo su amor y cariño desde que nací. Ojalá sea capaz de transmitir a mis nietos la mitad de cariño que me has dado tú a mí. Te adoro.*

*A mis amigos de la residencia de Leganés, por todos los grandes momentos de convivencia que hemos disfrutado juntos, los momentos de presión que hemos superado juntos y todas las noches de biblioteca que hemos aguantado juntos. Por su gran apoyo y por haber confiado siempre en mí.*

*A mis amigas de Toledo, porque, en la distancia, me han enseñado lo que es la verdadera amistad.*

*Por último, a mis amigos de ERASMUS porque ellos han vivido conmigo la realización de este proyecto y me han animado a seguir adelante en los peores momentos.*

*A todos, muchísimas gracias.*



## RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Grado se basa en el estudio de un tipo de energía renovable poco desarrollada, la biomasa, analizando conceptos teóricos como las distintas formas de biomasa y otros más prácticos, como su situación de explotación en la actualidad.

Además, se desarrollan los parámetros básicos de una planta de biomasa, enfocando dicho diseño a la simulación y obtención de resultados del ciclo de potencia que define este tipo de centrales, así como a la contribución de biomasa necesaria para la generación eléctrica. Teniendo como contexto la necesidad de eficiencia energética actual, se pretende obtener el máximo rendimiento del ciclo de potencia, estudiando para ello un caso de mejora.

Más allá de la eficiencia conseguida en el diseño de la planta, existen una serie de elementos exógenos a la planta vinculados con la regulación que originan que la rentabilidad de ésta varíe, llegando incluso a situaciones de pérdidas para los propietarios. Dado que durante los últimos años el sector eléctrico ha sufrido cambios continuados e importantes, se examina finalmente la evolución de estos cambios y cómo han afectado los mismos a la viabilidad económica de estas tecnologías.

## PALABRAS CLAVE

Sistema eléctrico, energías renovables, biomasa, ciclo de Rankine, CYCLEPAD, retribución, MATLAB.

## ABSTRACT

The present dissertation is based on the study of a type of renewable energy less developed, the biomass, analysing the more theoretical concepts such as the different forms of biomass, and another ones more practical as its situation of development at the present.

Furthermore, the basic parameters of a biomass plant are designed, focusing this design to the simulation and results collection of the power cycle which defines this type of power plants, as well as to the biomass contribution necessary for the electric generation. Considering the current need of energy efficiency, it is intended to obtain the maximum performance of the power cycle, studying different cases of improvement to achieve it.

Beyond the efficiency achieved in the design of the plant, there are other exogenous elements to the plant linked to the regulation that cause the profitability of the plant to vary, even reaching unfavourable situations for the owners. Since in recent years the electricity sector has undergone major changes, the evolution of these changes and how they have affected the economic viability of these technologies is finally examined.

## KEY WORDS

Electricity system, renewable energies, biomass, Rankine cycle, CYCLEPAD, retribution, MATLAB.

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
1.1. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN .....	11
1.2. OBJETIVOS DEL TRABAJO FIN DE GRADO.....	11
1.3. MARCO SOCIO-ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL.....	12
1.4. PLANTEAMIENTO DEL TFG .....	13
1.5. MEDIOS EMPLEADOS .....	13
<b>CAPÍTULO 2. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>	<b>14</b>
2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL .....	14
2.1.1. GENERACIÓN .....	14
2.1.2. TRANSPORTE .....	20
2.1.3. DISTRIBUCIÓN.....	20
2.2. CONSUMO .....	21
2.3. MERCADO ELÉCTRICO .....	22
2.3.1. MERCADO MAYORISTA .....	22
2.3.2. MERCADO MINORISTA .....	24
<b>CAPÍTULO 3. BIOMASA.....</b>	<b>25</b>
3.1. CONCEPTO DE BIOMASA.....	25
3.2. TIPOS DE BIOMASA .....	26
3.2.1. BIOMASA NATURAL .....	26
3.2.2. BIOMASA RESIDUAL .....	26
3.2.3. CULTIVOS ENERGÉTICOS .....	27
3.3. PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA .....	27
3.3.1. PROCESOS FÍSICOS.....	27
3.3.2. PROCESOS TERMOQUÍMICOS .....	28
3.3.3. PROCESOS BIOQUÍMICOS.....	28
3.4. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	29
3.4.1. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....	29
3.4.2. ASPECTOS SOCIECONÓMICOS .....	29
3.5. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE LA BIOMASA .....	30
3.6. NIVEL DE PENETRACIÓN DE LA BIOMASA A NIVEL MUNDIAL .....	32
3.7. SITUACIÓN ACTUAL DE LA BIOMASA EN ESPAÑA.....	33
3.7.1. EXPERIENCIAS EXISTENTES .....	33
<b>CAPÍTULO 4. PARÁMETROS BÁSICOS DE UNA PLANTA DE BIOMASA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>35</b>
4.1. MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN DE BIOMASA .....	35
4.1.1. OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN .....	35
4.1.2. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	35
4.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN .....	36
4.1.4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS EN LA INSTALACIÓN.....	37
4.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LA CALDERA DE COMBUSTIÓN.....	42
4.2. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN.....	46
4.2.1. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	46
4.2.2. BALANCE ENERGÉTICO: CICLO DE POTENCIA .....	48
4.2.3. BALANCE DE AGUAS .....	61
4.2.4. BALANCE DE GASES .....	63



<b>CAPÍTULO 5. REGULACIÓN Y MARCO RETRIBUTIVO DE LA BIOMASA EN ESPAÑA.....</b>	<b>67</b>
5.1. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE BIOMASA .....	67
5.2. RETRIBUCIÓN ACTUAL: REAL DECRETO 413/2014.....	77
5.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	77
5.2.2. INSTALACIONES TIPO .....	77
5.2.3. RÉGIMEN RETRIBUTIVO.....	78
5.2.4. INSTALACIONES HÍBRIDAS.....	81
<b>CAPÍTULO 6. ESTUDIO Y COMPARACIÓN DE LAS RETRIBUCIONES A LA TECNOLOGÍA DE LA BIOMASA.....</b>	<b>82</b>
6.1. ORDEN MINISTERIAL IET/1045/2014 .....	82
6.2. COMPARACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO A PARTIR DE DISTINTOS CASOS DE ESTUDIO .....	85
<b>CAPÍTULO 7. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE UNA PLANTA DE BIOMASA .....</b>	<b>91</b>
7.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES Y POSIBILIDADES DEL PROGRAMA.....	91
7.2. MANUAL DEL USUARIO .....	92
7.2.1. RESTRICCIONES DEL PROGRAMA .....	95
7.3. ESPECIFICACIÓN DETALLADA DE TODOS LOS CÁLCULOS.....	96
7.4. ESTUDIO DE CASOS PRÁCTICOS .....	97
<b>CAPÍTULO 8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES .....</b>	<b>99</b>
<b>CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO .....</b>	<b>101</b>
<b>CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES .....</b>	<b>102</b>
10.1. CONCLUSIONES TÉCNICAS .....	102
10.2. CONCLUSIONES PERSONALES .....	103
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO I. CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA PROBIOMASA 1.0</b>	

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Estructura del sistema eléctrico .....	14
Figura 2.2. Curva de la demanda de energía eléctrica (3/12/2016) .....	21
Figura 2.3. Participación de las distintas tecnologías de generación (3/12/2016) .....	21
Figura 2.4. Secuencia de mercados del Mercado Eléctrico Español.....	22
Figura 2.5. Precio horario del mercado eléctrico para el día 20/11/2016 .....	23
Figura 2.6. Componente del precio final medio de la demanda nacional .....	24
Figura 3.1. Clasificación de la biomasa en función de su origen.....	26
Figura 3.2. Clasificación de los cultivos energéticos .....	27
Figura 3.3. Evolución de la potencia instalada de la biomasa en los últimos años ..	31
Figura 3.4. Producción de electricidad a partir de biomasa sólida en 2015 .....	32
Figura 3.5. Consumo primario de energías renovables .....	33
Figura 4.1. Esquema de los dispositivos utilizados en la instalación .....	36
Figura 4.2. Flujo de procesos del sistema de recepción, tratamiento y almacenamiento de la biomasa .....	37
Figura 4.3. Flujo de procesos del ciclo Rankine convencional .....	38
Figura 4.4. Flujo de procesos del ciclo Rankine con extracción en la turbina.....	39
Figura 4.5. Esquema general de la torre cerrada de tiro forzado .....	40
Figura 4.6. Sistema de tratamiento de aguas de alimentación.....	41
Figura 4.7. Esquema de los tipos de tecnología de la caldera.....	42
Figura 4.8. Reactivos y productos del proceso de combustión .....	43
Figura 4.9. Flujo de procesos del sistema de depuración de gases .....	44
Figura 4.10. Flujo de procesos del sistema de retirada de cenizas.....	45
Figura 4.11. Ciclo Rankine convencional simulado con CYCLEPAD.....	48
Figura 4.12. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine convencional.....	49
Figura 4.13. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine .....	49
Figura 4.14. Diagrama T-S. Ciclo Rankine convencional (EES).....	50
Figura 4.15. Ciclo Rankine con regeneración (CYCLEPAD).....	51
Figura 4.16. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (1/3) .....	52
Figura 4.17. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (2/3) .....	53
Figura 4.18. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (3/3) .....	53
Figura 4.19. Propiedades generales del ciclo y la turbina (CYCLEPAD).....	53
Figura 4.20. Características de los componentes del ciclo Rankine regenerativo....	54
Figura 4.21. Rendimiento del ciclo Rankine en función de la presión de extracción .....	55



Figura 4.22. Variación del rendimiento en función del porcentaje de extracción de la turbina.....	56
Figura 4.23. Diagrama T-S del ciclo Rankine con regeneración .....	57
Figura 4.24. Caudales de agua de entrada y salida del sistema de refrigeración.....	62
Figura 4.25. Esquema global de los sistemas de la central.....	66
Figura 5.1. Evolución de los límites superior e inferior establecidos para la prima	74
Figura 5.2. Régimen retributivo del Real Decreto 413/2014 .....	78
Figura 5.3. Cálculo del valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado ..	80
Figura 6.1. Clasificación de las instalaciones de biomasa según el Real Decreto 413/2014 .....	82
Figura 6.2. Tabla con la retribución correspondiente a la segunda mitad del año 2013 .....	83
Figura 6.3. Tabla con la retribución correspondiente a los años 2014-2016 .....	83
Figura 6.4. Caracterización de la instalación tipo IT-00839 durante su explotación .....	84
Figura 6.5. Evolución retributiva para una instalación del grupo b.6 con puesta en marcha en 2002 .....	88
Figura 6.6. Evolución retributiva de una instalación del grupo b.6 con puesta en marcha en 2006.....	90
Figura 8.1. Diagrama de Gantt .....	100



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Central hidroeléctrica de Grandas de Salime, Asturias .....	15
Ilustración 2. Central solar de colectores “Valle 1” situada en Cádiz .....	19
Ilustración 3. El ciclo de la biomasa.....	25
Ilustración 4. Ence. Huelva .....	33
Ilustración 5. Ecoparc I. Barcelona.....	34
Ilustración 6. Planta de Sangüesa .....	34
Ilustración 7. Planta de Son Reus II .....	34
Ilustración 8. Mapa de la ubicación de Quintanar de la Orden .....	35
Ilustración 9. Esquema de caldera con parrilla.....	43
Ilustración 10. Restos agrícolas en España .....	46
Ilustración 11. Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA) y Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) .....	47
Ilustración 12. Interfaz de inicio de ProBiomasa 1.0 .....	92
Ilustración 13. Interfaz informativa de ProBiomasa 1.0. ....	93
Ilustración 14. Interfaz principal de ProBiomasa 1.0 .....	93
Ilustración 15. Tipos de instalación de estudio de ProBiomasa 1.0.....	94
Ilustración 16. Opciones de retribución a elegir de ProBiomasa 1.0.....	94
Ilustración 17. Interfaz “Ayuda al usuario” .....	94
Ilustración 18. Limitaciones de años de ProBiomasa 1.0.....	95
Ilustración 19. Limitaciones de opción de ProBiomasa 1.0 .....	95
Ilustración 20. Peculiaridad de ProBiomasa 1.0.....	96
Ilustración 21. Caso de estudio I (ProBiomasa 1.0) .....	97
Ilustración 22. Caso de estudio II (ProBiomasa 1.0) .....	98
Ilustración 23. Caso de estudio III (ProBiomasa 1.0) .....	99

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia y producción de electricidad de las distintas tecnologías en 2015 .....	17
Tabla 2. Instalaciones de la Red de Transporte de Energía Eléctrica Española .....	20
Tabla 3. Ventajas a partir del uso de la biomasa.....	29
Tabla 4. Evolución de generación eléctrica a partir de biomasa .....	30
Tabla 5. Objetivos del PER 2011-2020 en el sector eléctrico, calefacción y refrigeración .....	31
Tabla 6. Características básicas de la instalación.....	36
Tabla 7. Características de las etapas del ciclo Rankine convencional .....	49
Tabla 8. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine convencional .....	50
Tabla 9. Propiedades obtenidas al variar la presión de extracción de la turbina.....	54
Tabla 10. Propiedades obtenidas al variar el porcentaje de sangrado de la turbina .....	55
Tabla 11. Características de las etapas del ciclo Rankine con regeneración .....	56
Tabla 12. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine con regeneración .....	56
Tabla 13. Poder calorífico inferior de las distintas fuentes de biomasa.....	58
Tabla 14. Rendimiento del ciclo Rankine convencional .....	60
Tabla 15. Rendimientos del ciclo Rankine con regeneración .....	60
Tabla 16. Análisis elemental de los distintos combustibles .....	64
Tabla 17. Tarifas, primas e incentivos para las instalaciones de biomasa según el Real Decreto 436/2004.....	70
Tabla 18. Evolución de la retribución recibida para las instalaciones de los grupos b.6 y b.7 .....	70
Tabla 19. Evolución de la retribución recibida para las instalaciones del grupo b.8 .....	70
Tabla 20. Periodos del régimen de discriminación horaria .....	71
Tabla 21. Valores porcentuales de bonificación/penalización en función del factor de potencia .....	72
Tabla 22. Actualización de la tarifa regulada para el grupo b.6.....	73
Tabla 23. Actualización de la prima de referencia para el grupo b.6.....	74
Tabla 24. Porcentajes de energía reactiva en función del rango de potencia .....	75
Tabla 25. Comparación de las retribuciones para la instalación de 2002 .....	86
Tabla 26. Comparación de la retribución total recibida en función de la opción elegida para la instalación de 2002 .....	87
Tabla 27. Retribución de la instalación de 2002 de acuerdo al Real Decreto 413/2014 .....	88



Tabla 28. Comparación de las retribuciones para la instalación de 2006 .....	89
Tabla 29. Comparación de la retribución recibida en función de la opción elegida para la instalación de 2006.....	89
Tabla 30. Retribución de la instalación de 2002 de acuerdo al Real Decreto 413/2014 .....	90
Tabla 31. Desglose de actividades del cronograma.....	100
Tabla 32. Desglose de presupuesto .....	101

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN

En el programa de prácticas externas de la universidad, realizadas en la empresa “Eptisa. Servicios de Ingeniería. S.L”, trabajé en un proyecto de valorización energética, donde tuve la oportunidad de adquirir mayores conocimientos sobre el campo energético además de desarrollar un interés vinculado a este aspecto. Decidí por tanto realizar el presente TFG a distancia, durante mi estancia ERASMUS en Reino Unido sobre un tema relacionado con el proyecto anterior. No obstante, estudiaría el uso de biomasa para generación eléctrica en lugar de residuos sólidos urbanos debido a su mayor potencial en España.

En la actualidad, la biomasa utilizada para la energía deriva principalmente de la transformación de productos agrícolas y forestales, de residuos de las explotaciones, de los restos de la silvicultura y de los llamados cultivos energéticos -aquellos que son explotados con el único fin de obtener biomasa-. Por tanto, la biomasa tiene dos ventajas claras: por un lado, aprovechar los recursos provenientes de restos no aprovechables y, por otro, generar energía renovable, evitando el consumo de combustibles fósiles.

La finalidad de este proyecto no es sólo profundizar en conceptos más técnicos, como los principios termodinámicos que permiten la generación de electricidad a partir de recursos renovables, sino también identificar las ayudas y barreras que están influyendo en el desarrollo de la biomasa como fuente de producción eléctrica.

Además del interés vinculado al sector energético renovable, la realización de este proyecto permitiría considerar muchos ámbitos de la ingeniería industrial, desde los ciclos Rankine de la central de biomasa hasta el diseño de la aplicación con MATLAB, por lo que se aplicaría una ingeniería tradicional y concurrente que permitiría poner en práctica muchos conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera.

### 1.2. OBJETIVOS DEL TRABAJO FIN DE GRADO

El presente TFG tiene los siguientes objetivos:

- Analizar la producción de electricidad con biomasa. Experiencias existentes en España. Se estudiará en primer lugar el funcionamiento del sistema eléctrico español para entender más globalmente los pilares básicos, haciendo hincapié en la generación, especialmente a partir de energías renovables. Una vez analizados niveles más generales, se profundizará en la biomasa, considerando su nivel de implantación y los aspectos más teóricos de la misma.
- Diseñar los parámetros básicos de una planta de biomasa. Se especificarán los sistemas principales que componen una central de biomasa para la generación eléctrica, centrándose en el funcionamiento del ciclo Rankine, simulando y estudiando este ciclo y sus variables a partir del programa CYCLEPAD.
- Analizar la regulación que define la retribución de esta tecnología. Una vez estudiada la evolución de la retribución desde la liberalización de las actividades de generación y comercialización del sector eléctrico, se diseñará una aplicación en MATLAB, que permita conocer la retribución de centrales de biomasa de acuerdo a los constantes cambios regulatorios sufridos en España.

Para la consecución de los objetivos se utilizarán los distintos conocimientos y competencias adquiridos en las diferentes disciplinas del Grado. En la planta de biomasa, se recurrirá a la ingeniería térmica, donde se estudian los fundamentos de los ciclos termodinámicos. A la química para los conceptos básicos de las propiedades y composición de la biomasa; a la ingeniería eléctrica para el estudio de los principales componentes del sistema eléctrico y la retribución de este tipo de plantas; finalmente, a la ingeniería informática, comúnmente conocida como programación, para el diseño de la aplicación en GUIDE.

### 1.3. MARCO SOCIO-ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL

Hay tres factores importantes que están afectando al futuro energético: el calentamiento global del planeta, la disminución de las reservas de los combustibles fósiles y el crecimiento económico que conlleva la creciente demanda de los productos derivados del petróleo. Estas causas han motivado la búsqueda de alternativas a partir de recursos respetuosos con el medio ambiente.

El desarrollo de las energías renovables es imprescindible para combatir el cambio climático. Se ha confirmado que el planeta ha incrementado su temperatura cerca de 1°C desde finales del siglo XIX. Las renovables no emiten gases de efecto invernadero siendo la opción más admisible frente a la contaminación medioambiental.

En este contexto, los gobiernos europeos se han visto abocados a usar la energía de forma eficiente, así como a avanzar en el desarrollo de la generación eléctrica renovable como alternativa a los combustibles clásicos para cumplir con los compromisos internacionales como el Protocolo de Kyoto, o políticas supranacionales como los objetivos de reducción de emisiones establecidos por la Unión Europea.

Además, un estudio realizado por la oficina comunitaria de estadística, Eurostat, reveló en 2014 la gran dependencia energética que tiene España, siendo el segundo país con mayor dependencia energética de la Unión Europea, con una tasa de dependencia del 73%. Sin embargo, a pesar de esta carencia en combustibles fósiles, España tiene un gran potencial en recursos naturales para la obtención de energía limpia, y su uso garantizaría tanto el suministro de energía como la independencia energética.

En paralelo, hay zonas aisladas donde no resulta rentable ampliar la red eléctrica pública, existiendo un 17% de la población mundial que no dispone de acceso a la electricidad. Sin embargo, las energías renovables son una alternativa ideal para disponer de electricidad en poblaciones aisladas de la red, siendo flexible y ampliable en función de las necesidades de la demanda.

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el duplicar la tasa de implicación de las energías renovables en el mix energético mundial, es decir, alcanzar el 36% de participación, supondría un incremento del bienestar del 3,7%, un crecimiento económico a nivel global del 1,1% (equivalente a 1,3 millones de dólares) y un aumento de los puestos de trabajo en el sector de más de 24,4 millones de personas (frente a los 9,2 millones actuales).

Todo esto es solo una razón más para tener como objetivo una transición mayor a un sistema energético alimentado por energía renovable, y su utilización en el campo de generación eléctrica.

## 1.4. PLANTEAMIENTO DEL TFG

Para alcanzar los objetivos mencionados anteriormente, se ha distribuido el proyecto en 10 capítulos diferentes y la bibliografía:

- Capítulo 1. Incluye la motivación, objetivos y estructura del TFG.
- Capítulo 2. Explica las magnitudes principales del sistema eléctrico, incluyendo el mercado eléctrico y el estudio de la demanda de energía.
- Capítulo 3. Estudio de la tecnología de biomasa, explicando las distintas fuentes de biomasa existentes, sus formas de transformación a energía y su situación de explotación actual.
- Capítulo 4. Diseño de los parámetros básicos de una central eléctrica de biomasa.
- Capítulo 5. Análisis de la legislación aplicable sobre la implementación descrita en el trabajo.
- Capítulo 6. Se estudiará la Orden Ministerial IET/1045/2014, que se encarga de clasificar y diferenciar los tipos de instalaciones para la percepción de la retribución, realizando diferentes casos de estudio.
- Capítulo 7. A partir del estudio anterior, se desarrolla una aplicación informática cuyo objetivo es la comparación de retribuciones de este tipo de plantas en función de distintos parámetros de diseño de la planta.
- Capítulo 8. Cronograma de actividades.
- Capítulo 9. Presupuesto del proyecto.
- Capítulo 10. Conclusiones finales del TFG.

Adicionalmente, se ha incluido un Anexo a la memoria que contiene el código de programación de la aplicación informática diseñada en el Capítulo 7.

## 1.5. MEDIOS EMPLEADOS

A lo largo de todo el proyecto se ha manejado una consultada numerosa bibliografía, además de utilizar las siguientes aplicaciones informáticas:

- Microsoft Word.
- Microsoft Excel.
- Microsoft Visio.
- CYCLEPAD.
- Engineering Equation Solver (EES).
- MATLAB.
- Programa BIONLINE del IDAE.
- Programa ZEPA y LIC del Ministerio de Industria.

## CAPÍTULO 2. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

### 2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Desde las necesidades más básicas de la vida cotidiana, como cocinar e iluminar nuestra casa, hasta las más sofisticadas, como conservar los alimentos o el uso de dispositivos electrónicos, todas ellas tienen en común que requieren del uso de energía eléctrica.

La electricidad es uno de los tipos de energía más usados por la sociedad en general, debido a la facilidad con la que se genera, transporta y convierte en otras energías.

Para que la electricidad pueda ser utilizada, es necesario un sistema que coordine el proceso desde su generación hasta el consumo final. Este sistema es el sistema eléctrico, definido por un conjunto de instalaciones y elementos necesarios que permiten satisfacer las necesidades de la demanda y desarrollar las tres operaciones fundamentales -generar, transportar y distribuir la energía eléctrica-.

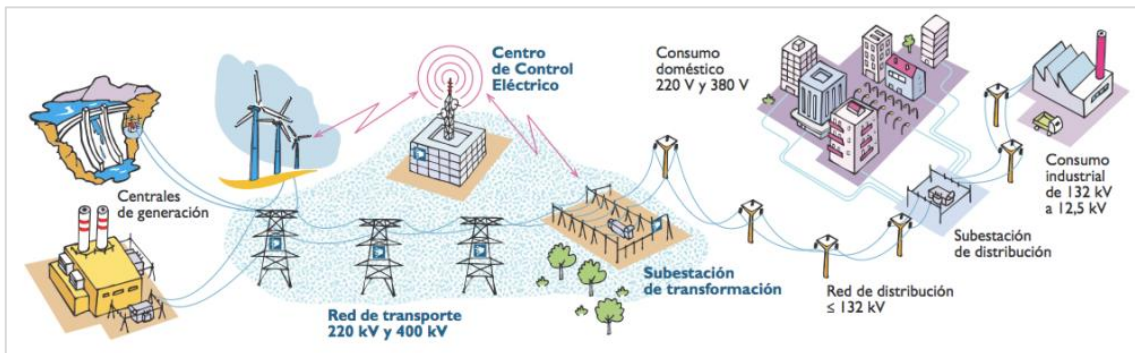


Figura 2.1. Estructura del sistema eléctrico.

Fuente: REE.

En la Figura 2.1, se observa un esquema simplificado de un sistema eléctrico. Una vez producida la energía en las centrales de generación, ésta se vierte a la red de transporte donde circula con tensiones de entre 200 y 400 kV, para reducir de esta manera las pérdidas. Antes de distribuirla al consumidor final, la energía es transformada a tensiones inferiores en las denominadas Subestaciones de transformación. Para garantizar el suministro eléctrico y la coordinación entre la generación y el transporte, existen los centros de control eléctrico y la figura del Operador del Sistema eléctrico, que en España es Red Eléctrica de España.

#### 2.1.1. GENERACIÓN

La generación consiste en la transformación de cualquier tipo de energía en energía eléctrica. La electricidad se produce en las centrales eléctricas y el funcionamiento de éstas depende de la energía primaria que utilicen para producir electricidad.

Actualmente, en el sistema eléctrico peninsular español existe generación convencional (Régimen Ordinario) que sólo recibe ingresos de su venta de energía en el mercado eléctrico, y la generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos (anteriormente conocidas como Régimen especial) que recibe un incentivo extra a la retribución que perciben del mercado eléctrico. A continuación, se explican las principales características de cada tipo de generación [1] [2].



#### 2.1.1.1. *Generación convencional*

Las fuentes de energía que engloba ese tipo de generación son de naturaleza no renovable ya que consumen recursos a una velocidad mayor a la de regeneración de los mismos. Es el tipo de generación más extendida en la actualidad a pesar del auge que están teniendo las energías renovables.

### **HIDRÁULICA**

La energía hidráulica se subdivide a su vez en diferentes tipos:

- Centrales de agua fluyente. Están construidas a lo largo del caudal del río. El agua se desvía hacia una cámara de carga, dónde es impulsado a través de tuberías forzadas hasta la turbina, aumentando de esta manera su energía cinética. Esta energía se transforma en energía eléctrica a través del conjunto turbina-generator.
- Centrales de pie de presa. Son aquellas construidas en desniveles de ríos y que aprovechan en este caso la energía potencial para generar energía eléctrica. Dentro de esta tipología, las centrales de bombeo o reversibles presentan un gran atractivo atendiendo a la problemática de almacenamiento de energía eléctrica, pues el exceso de energía de las turbinas es empleado, cuando ello es posible, para bombear agua hacia embalses superiores, transformando así electricidad en energía potencial de nuevo.



Ilustración 1. Central hidroeléctrica de Grandas de Salime, Asturias.

Fuente: [3].

Debido a los costes de ingeniería civil, la inversión inicial requerida suele ser elevada, variando entre 1,3-1,6 M€/MW para una central de agua fluyente y entre 0,7-1,0 M€/MW para una central a pie de presa. Sin embargo, los costes de operación y mantenimiento de estas centrales son bajos y presentan además una larga vida útil. Los costes de generación estimados son de 0,06-0,08 €/kWh [4].

No producen contaminantes atmosféricos, ni consumen o contaminan el agua que se utiliza para la generación.

La producción hidráulica española en 2015 fue de 30.815 GWh, un 24% inferior con respecto al valor histórico medio anual.



## **CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONALES**

Generan energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles como son el carbón, fuelóleo y gas.

- **Centrales de carbón**

La quema del carbón en la caldera provoca una energía calorífica que se empleará para calentar agua y generar vapor. El vapor generado hace girar a una turbina acoplada a un generador y de esta manera, la energía mecánica da lugar a energía eléctrica. Presentan rendimientos próximos al 45%.

Esta alternativa energética emite residuos contaminantes a la atmósfera como el CO<sub>2</sub> y otras partículas (NOx, etc), que son necesarios reducir y controlar a futuro para luchar contra el calentamiento global. Es por ello que estas centrales requieren de chimeneas de gran altura para aminorar los efectos perjudiciales al medio ambiente.

En 2015, las centrales de carbón produjeron un total de 50.924 GWh en el sistema nacional, un 21,9% superior con respecto al 2014.

- **Centrales de ciclo combinado a gas**

El gas combustible se mezcla con aire a presión produciendo la combustión y haciendo girar la turbina de gas. El calor de combustión obtenido genera vapor, encargado de mover las palas de la turbina de vapor. La energía mecánica producida en las turbinas se convierte en eléctrica gracias al alternador.

La tendencia de estas centrales es el acoplamiento de la turbina de vapor y de gas en el mismo eje, lo que permite alcanzar rendimientos más altos (al generar energía eléctrica en dos etapas) que las centrales térmicas convencionales, en torno al 60%.

Estas centrales también emiten CO<sub>2</sub>, pero en menor medida que las de carbón. Están llamadas a ser la generación de transición hasta alcanzar un mix de producción libre de emisiones.

En 2015, las centrales de ciclo combinado de gas produjeron 25.334 GWh, un 17,1% superior al año anterior.

## **CENTRALES NUCLEARES**

Se caracterizan por el empleo de combustible nuclear fisionable que mediante reacciones nucleares proporciona calor. La fisión de materiales, como el uranio y el plutonio, en el reactor nuclear desprende el calor que calienta el agua hasta evaporarla; este vapor, a través de una turbina, permite generar el movimiento de los alternadores y convertir energía mecánica en eléctrica.

A pesar de sus elevados costes de operación y mantenimiento y las dificultades de almacenaje de los residuos radiactivos, la energía nuclear no contribuye al calentamiento global al no emitir óxidos a la atmósfera.

En España, hay 7 centrales nucleares activas [5], con una potencia nominal total de 7.573MW. Debido a su alto coeficiente de utilización, esta tecnología siempre ha tenido gran participación en la producción de electricidad, funcionando en base, las 24 horas del día.

### 2.1.1.2. *Generación con energías renovables*

Las energías renovables son aquellas que provienen de recursos inagotables, teniendo todas ellas su origen en la naturaleza (sol, viento, mareas, etc.). La energía solar se puede aprovechar tanto directamente -como es el caso de las centrales solares-, o indirectamente, pues la diferencia de presión originada por el calentamiento es la principal causante de los vientos, dando lugar a la energía eólica. Además, el sol es el principal promotor de la fotosíntesis de las plantas, posibilitando su desarrollo y de esta manera dando lugar a la biomasa; y el responsable del ciclo del agua, generando la energía hidráulica.

A pesar de utilizar recursos inagotables, la incapacidad de almacenamiento de la energía eléctrica a gran escala es el principal problema al cual se enfrentan actualmente las energías renovables, pues recursos como el viento o el sol, de generación no gestionables, no entienden de demanda variable. Por tanto, estas energías no pueden ser utilizadas como única fuente de generación eléctrica, necesitando estar respaldadas por energías convencionales u otras renovables.

	A 31 de diciembre de 2015	
	Potencia instalada (MW)	Cobertura de demanda (GWh)
Ciclo Combinado de gas	24.948	25.334
Carbón	10.468	50.924
Nuclear	7.573	54.755
Cogeneración y otros	7.361	26.962
Hidráulica	20.352	30.815
Eólica	22.864	47.707
Fotovoltaica	4.420	7.839
Solar térmica	2.300	5.085
Térmica Renovable	742	4.615
<b>TOTAL</b>	<b>101.027</b>	<b>254.036</b>

Tabla 1. Potencia y producción de electricidad de las distintas tecnologías en 2015.  
Sistema eléctrico peninsular. Fuente: REE [2].

En la Tabla 1 se muestra la potencia instalada y la participación en la demanda de cada fuente de energía. En tecnologías generadoras convencionales como la nuclear, la cobertura de demanda, a diferencia de la potencia instalada que presenta, es de las más altas; esto se debe fundamentalmente a la alta disponibilidad de funcionamiento, superior al 90% de las horas del año. Por otro lado, es especialmente llamativa la baja cobertura de demanda de los ciclos combinados. El motivo es que estas centrales están operando como respaldo de las energías renovables, cuando éstas, por distintos motivos, no están operativas. Dado que España tiene en general unos niveles de insolación muy elevados y que el año pasado fue muy ventoso, los ciclos combinados tuvieron una utilización baja, del 10 % de la producción total [6].

A continuación, se detallan algunas particularidades de las principales fuentes de generación renovable [1].

## **EÓLICA**

Consiste en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores que aprovechan las corrientes de viento.

Los aerogeneradores están formados por tres partes fundamentales: rotor, multiplicador y generador. En primer lugar, la veleta y anemómetro indican la dirección y velocidad del viento; estos datos son continuamente analizados por un ordenador que controla todas las funciones del aerogenerador. Cuando la velocidad del viento alcanza los 5 m/s (o velocidades próximas), el ordenador activa el motor de orientación, que mantiene el rotor orientado hacia el viento. El rotor, que está compuesto por las palas, emplea la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica. A continuación, dado que para producir electricidad se necesitan velocidades mayores que las obtenidas en el rotor, se utiliza un multiplicador que eleva la velocidad hasta las 1.000-2.000 rpm. Por último, el generador se encarga de transformar esta energía mecánica en eléctrica.

Tienen rendimientos próximos al 30%. Los aerogeneradores suelen trabajar por debajo de su potencia nominal ya que la velocidad del viento es muy variable. El coste de generación estimado es de 0,06 €/kWh, aunque puede variar en función del número de horas anuales de funcionamiento de la central [4].

El creciente desarrollo de esta energía en los últimos años ha significado un incremento de la producción de electricidad de los 20.377 GWh generados en 2005 a los 48.109 GWh en 2015.

## **SOLAR**

Las centrales solares, tal y como su nombre indica, están basadas en el aprovechamiento de la radiación solar para la generación de energía eléctrica. Existen dos tipos de instalaciones:

- **Termosolar.** Dividida a su vez en dos categorías:

**De torre central.** Están formadas por un campo de heliostatos que se encargan de reflejar la luz solar que incide sobre ellos hacia el foco receptor de la torre central. De esta manera, calientan un fluido que generará vapor. Este vapor, tal y como ocurre en otras centrales térmicas, es conducido al conjunto turbina-alternador para transformar energía mecánica en eléctrica. Tienen rendimientos superiores al 25%.

**De colector.** Los rayos del sol inciden sobre espejos cilindro parabólicos, que reflejan la radiación solar en un tubo receptor situado en la línea focal de los cilindros. Por este tubo circula un fluido que se calentará al alcanzar altas temperaturas y se transportará hasta un intercambiador, por el que circula agua y donde, consecuentemente, se generará vapor. Este vapor circula a la turbina conectada a un generador que producirá electricidad.

Presentan rendimientos menores a las centrales solares de torre central, ya que en éstas últimas se alcanzan temperaturas más altas que facilitan la producción de energía.

Tanto las centrales de colector como las de torre central presentan un coste de generación de 0,18 €/kWh aproximadamente [4].



Ilustración 2. Central solar de colectores "Valle 1", Cádiz.

Fuente: Torresol Energy [7].

- Solar fotovoltaica

Estas instalaciones están formadas por células fotovoltaicas que son las responsables de transformar la energía solar en energía eléctrica. Las células están constituidas por silicio, material semiconductor, de tal manera que cuando los fotones de la energía solar impactan sobre la superficie de las células, provocan la separación entre los átomos del semiconductor y sus electrones de valencia. Tanto electrones como huecos generados como consecuencia de la rotura del enlace circulan por el material semiconductor generando así electricidad. Este proceso se conoce como efecto fotovoltaico.

Tienen rendimientos del 15-20% ya que, además de otros factores como las altas temperaturas alcanzadas, influyen las pérdidas por conversión de la corriente continua producida a corriente alterna para su posterior vertido a la red.

Aunque los costes de inversión de una planta fotovoltaica son por lo general altos, sus costes de operación y mantenimiento son muy bajos en relación con otras centrales. Además, el hecho de no usar combustibles o no tener partes móviles que impliquen más mantenimiento supone costes menores.

El impacto medioambiental es probablemente el más bajo de todas las centrales de generación, ya que no emiten ninguna sustancia contaminante a la atmósfera.

## **BIOMASA**

Una central de biomasa es aquella diseñada para generar electricidad a partir de recursos biológicos, como los residuos de las explotaciones forestales y agrícolas, los residuos de la industria forestal y agrícola o los cultivos energéticos. Más adelante se explica con detalle esta tecnología, tema principal del presente Trabajo Fin de Grado.

Aunque la generación de electricidad con este tipo de energía emite CO<sub>2</sub>, se considera que las emisiones tienen un balance neutro, ya que este CO<sub>2</sub> es el mismo que absorben las plantas durante su desarrollo. Es por ello que se considera una energía renovable.

Las centrales de biomasa, al igual que otras centrales de fuentes renovables, requieren altos costes de inversión. Además, en este caso, el combustible usado también puede suponer un coste importante, en función de la naturaleza de las emisiones y los residuos que deja. Tienen una eficiencia próxima al 30%.

### 2.1.2. TRANSPORTE

Desde la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, se estableció la actividad de transporte de energía en un régimen de monopolio y se reconoció a REE como único transportista eléctrico español, siendo el responsable del desarrollo y ampliación en caso necesario de la red de transporte, de tal manera que asegure el mantenimiento de la misma y el tránsito de electricidad con sistemas exteriores y la península [8].

A medida que la energía circula por la red de transporte, se producen pérdidas originadas por la resistencia de los cables. Por ello, para minimizar estas pérdidas por efecto Joule, el transporte debe realizarse a la máxima tensión posible. Así, una vez generada la energía eléctrica, normalmente entre 1 y 20 kV, se eleva posteriormente su tensión hasta los 220 o 400 kV, nivel de transporte.

	A 31 de diciembre de 2015		
	400kV	≤220 kV	Total
Líneas aéreas (km)	21.062	20.353	41.415
Cable submarino (km)	29	689	718
Cable subterráneo (km)	88	903	991
Total de líneas (km)	21.179	21.945	43.124

Tabla 2. Instalaciones de la Red de Transporte de Energía Eléctrica Española. Fuente: REE [5].

Tal y como se observa en la Tabla 2, en la red de transporte española predominan las líneas aéreas frente a las subterráneas por motivos de costes y mantenimiento. Además, esta red es mallada, con varias conexiones entre las subestaciones, lo que garantiza mayor seguridad y abastecimiento de suministro eléctrico en situaciones de mantenimiento.

Según los datos anuales publicados por REE, en 2015 la Red de Transporte alcanzó 43.124 km de líneas de alta tensión, casi 5.500 posiciones de subestaciones de transformación y un total de 84.794 MVA de capacidad de transformación, evidenciando con estas cifras una calidad y seguridad en el sistema [5].

### 2.1.3. DISTRIBUCIÓN

La red de distribución es el elemento intermediario entre la red de transporte de altas tensiones y los consumidores finales de la electricidad. La Distribución en España se realiza en baja tensión (< 1 kV) y en alta tensión, hasta el nivel de 132 kV. Su principal diferencia con la red de transporte es el volumen y distancia de la distribución de la electricidad.

Para que la electricidad pueda ser utilizada por los consumidores debe ser transformada con anterioridad a tensiones inferiores a las que presenta durante su recorrido por las líneas aéreas. Para ello, la tensión se va reduciendo paulatinamente en distintas subestaciones de transformación, descendiendo primeramente a media tensión (en torno a 30kV), y finalmente a niveles industriales y hogareños, es decir, baja tensión (230/400V).

## 2.2. CONSUMO

La razón de existir un sistema eléctrico es la demanda de electricidad que realizan los consumidores. El continuo equilibrio entre producción y demanda es esencial para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. REE, a través de su Centro de Control Eléctrico (CECOEL), es el encargado de predecir la demanda y asegurar en todo momento este equilibrio. La demanda eléctrica es muy volátil y los factores que afectan a esta demanda son la jornada laboral, la estacionalidad y la actividad económica del país.

El año 2015 fue el primero después de 4 años que registró un crecimiento del 1,8% de la demanda eléctrica con respecto al año anterior, alcanzando los 248.047 GWh demandados en la península. Según los datos anuales publicados por REE, el 1,6% de este crecimiento fue causa del crecimiento de la actividad económica del país, que se vio reflejado en un incremento de la tasa de variación del PIB del 3,2% en 2015, frente al 1.4% en 2014 [9].

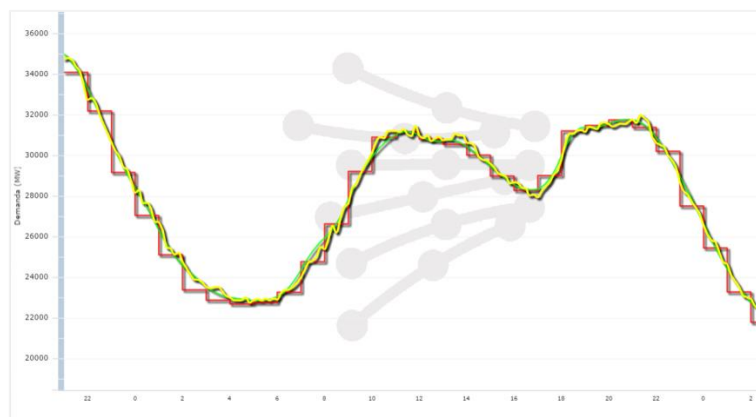


Figura 2.2. Curva de la demanda de energía eléctrica (3/12/2016). Fuente: REE.

La Figura 2.2 muestra la curva de demanda de energía eléctrica para cada una de las horas del día 3/12/2016, donde se observa la potencia real (curva amarilla), la potencia prevista por REE (curva verde) y la potencia programada (curva roja).

Además, para el abastecimiento de la energía demandada por los consumidores se utilizan diferentes fuentes de energía eléctrica. Las centrales de carga base son aquellas que funcionan durante todo el día, mientras que las centrales de carga punta trabajan durante periodos de mayor demanda para apoyar a las centrales base.

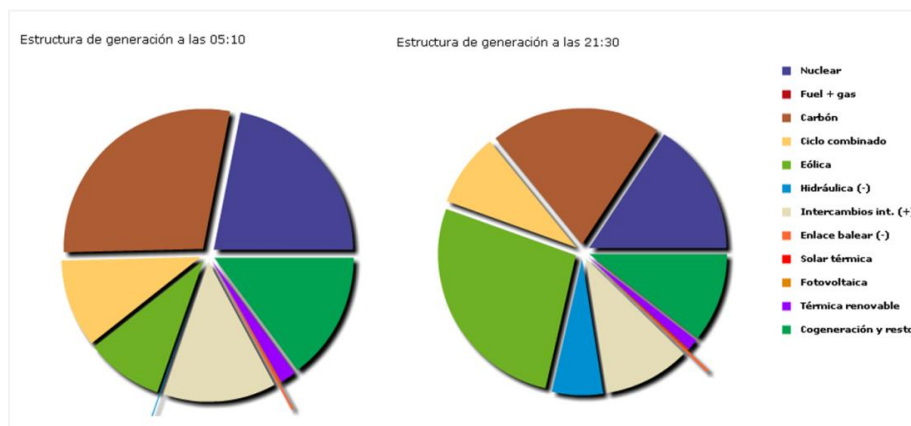


Figura 2.3. Participación de las distintas tecnologías de generación (3/12/2016).

Fuente: REE.

La Figura 2.3 indica como para el período de mayor demanda eléctrica, en torno a las 21:30 horas, la energía eólica adquirió mayor protagonismo trabajando como central de punta. El caso contrario es el de las centrales nucleares o térmicas, que, debido a su dificultad de desconexión, trabajaron durante todo el día como centrales base asegurando el suministro eléctrico.

## 2.3. MERCADO ELÉCTRICO

Hasta 1997, el sector eléctrico español estaba regulado por el Gobierno, quien establecía el precio de la electricidad. Fue en este mismo año, con la aprobación de la Ley 54/1997, cuando se produjo la liberalización del mercado, donde se establecía competencia en determinadas actividades del suministro eléctrico como la generación y comercialización, y se mantenía el monopolio en actividades reguladas como el transporte y distribución.

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), en el que participan tanto agentes españoles como portugueses, está constituido por el mercado mayorista y el mercado minorista o de comercialización.

tiempo	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suminist.	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía Horaria	
	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real	REE	Energía a subir y bajar	
	Restricciones técnicas tras intradiarios Reserva Terciaria			

Figura 2.4. Secuencia de mercados del Mercado Eléctrico Español.

Fuente: Energía y Sociedad [10].

En la Figura 2.4 se aprecia la secuencia de mercados que integra el Mercado Eléctrico Español. En el mercado a plazo, gestionado por OMIP, Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués, se negocia con una antelación de días, meses e incluso años la energía que será entregada el día D. Los mercados diarios, sin embargo, establecen los precios y cantidades de energía eléctrica el día antes a la entrega. Con los volúmenes y precios establecidos, REE, como operador del sistema, se encarga de ajustar los posibles desvíos, garantizado en todo momento el equilibrio entre generación y consumo.

### 2.3.1. MERCADO MAYORISTA

En el mercado mayorista se llevan a cabo acuerdos entre los agentes de mercado sobre la compra y venta de energía. En éste, los mercados organizados y en particular el mercado diario, intradiario y de servicios de ajuste, tienen especial transcendencia.



## **MERCADO DIARIO**

Este mercado tiene lugar el día antes a la entrega de energía y su objetivo es el acuerdo del precio de energía para cada una de las horas que componen el día siguiente. El operador de mercado, OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, recibe ofertas de generadores (ventas) y ofertas de consumidores (demanda), formadas todas ellas de al menos un precio y una cantidad de energía. La finalidad del operador de mercado es por tanto realizar la casación entre las ofertas de compras y ventas.

La casación define los precios para los distintos horarios y es establecida a partir de la intersección entre las ofertas de compra y de ventas. El precio final establecido corresponde con la última oferta de venta aceptada [10].

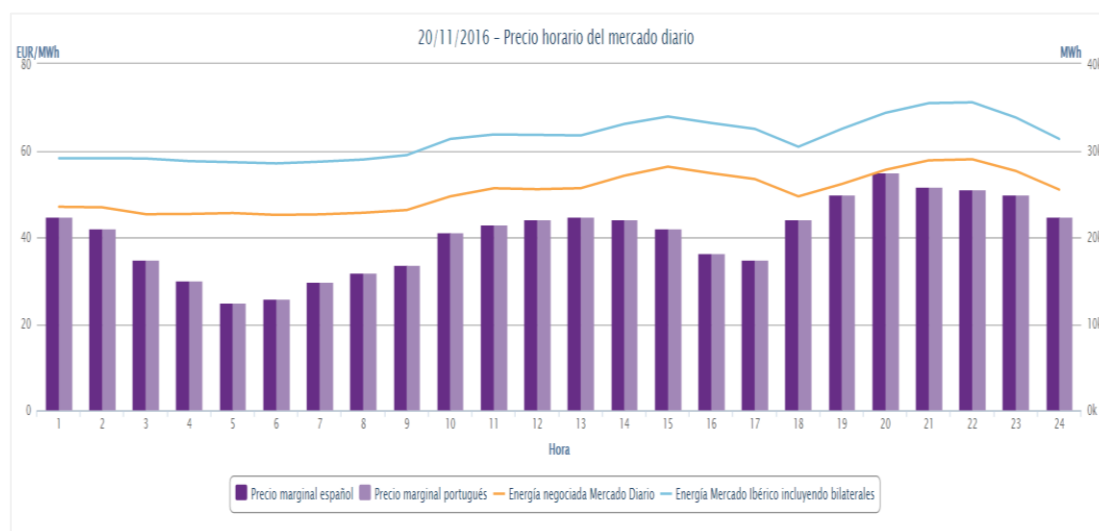


Figura 2.5. Precio horario del mercado eléctrico para el día 10/11/2016. Fuente: OMIE [11].

La Figura 2.5 muestra el precio de electricidad establecido en el mercado diario para cada una de las horas del día 20/11/2016, siendo las horas más costosas aquellas que pertenecen a momentos de mayor demanda.

## **MERCADO INTRADIARIO**

Es un mercado de ajuste en el que se atienden a las variaciones de generación y demanda que hayan podido surgir con posterioridad al cierre de las sesiones del mercado diario. Consta de 6 sesiones diarias y es gestionado por el operador de mercado, OMIE, quien procederá del mismo modo que en el mercado diario a realizar la casación entre las nuevas ofertas de compras y ventas [12].

## **MERCADO DE SERVICIOS DE AJUSTE**

Los resultados obtenidos en los mercados anteriores son trasladados al operador del sistema, Red Eléctrica Española, quien analiza la factibilidad de las ofertas aceptadas en función de la capacidad de la red de transporte. El mercado de servicios de ajuste abarca restricciones técnicas y servicios complementarios que comprenden la reserva de potencia adicional a subir, el mantenimiento del equilibrio generación-demanda y la gestión de las desviaciones de potencia-frecuencia del sistema [13].



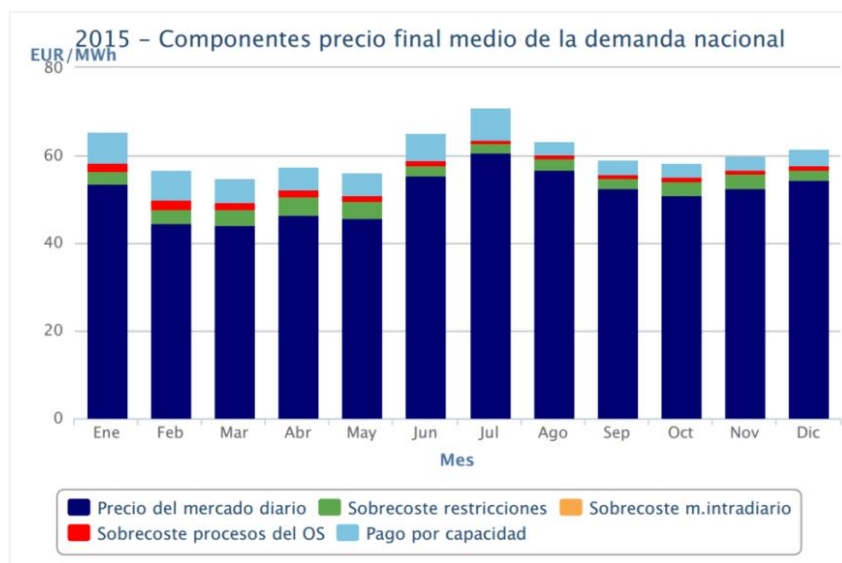


Figura 2.6. Componentes del precio final medio de la demanda nacional.  
Fuente: OMIE [9].

La Figura 2.6 expone como evolucionaron los componentes del precio final de la electricidad a lo largo del año 2015. Aunque en términos económicos, los costes asociados a las restricciones y a los procesos del operador del sistema tienen una incidencia muy pequeña sobre el coste total, son vitales para garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

### 2.3.2 MERCADO MINORISTA

Tal y como se recoge en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el suministro de energía se define como la entrega de energía por parte de las empresas comercializadoras a los consumidores finales a través de las redes de distribución y transporte. Esta transacción es ejercida en régimen de competencia, siendo los compradores libres de elegir al suministrador [14].

Como consecuencia de la aprobación del Real Decreto 485/2009, se produce la completa liberalización del suministro de electricidad. Desaparecen las tarifas integrales de generación excepto para aquellos consumidores cuya potencia no supera los 10 KW, que tendrán el derecho de acogerse a la Tarifa del Último Recurso (TUR). A partir del Real Decreto 206/2014, esta tarifa es remplazada por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), constando la factura de dos componentes principales, aquel que corresponde al valor económico de la energía eléctrica y aquel que corresponde a los peajes impuestos por la Administración para posibilitar el suministro eléctrico.

## CÁPITULO 3. BIOMASA

Una vez analizados los principios básicos de funcionamiento del sistema eléctrico y habiendo comprendido las distintas tecnologías de generación, en el presente capítulo se estudiará más en detalle la valorización de la biomasa para generación eléctrica, entendiendo los diferentes tipos de biomasa que existen, los procesos de transformación para su aprovechamiento, las ventajas y desventajas de su aplicación y su situación de explotación tanto a nivel nacional como internacional.

### 3.1. CONCEPTO DE BIOMASA

Según el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se conoce como biomasa a *la fracción biodegradable de los productos, subproductos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales* [15].

La biomasa ha sido el principal combustible del ser humano hasta la Revolución Industrial, donde se sustituyó por carbón y más adelante por derivados del petróleo. La enorme industrialización que tuvo lugar, hizo necesaria la aparición de nuevas fuentes energéticas que alimentasen las máquinas de vapor y soportasen el crecimiento de otras industrias, resultando la biomasa una fuente energética insuficiente para soportar este desarrollo. Aunque desde entonces, el uso de la biomasa como recurso energético ha disminuido, ésta sigue jugando un papel destacado en la producción energética actual, debido a su carácter renovable y a la necesidad de reducir la dependencia energética exterior.

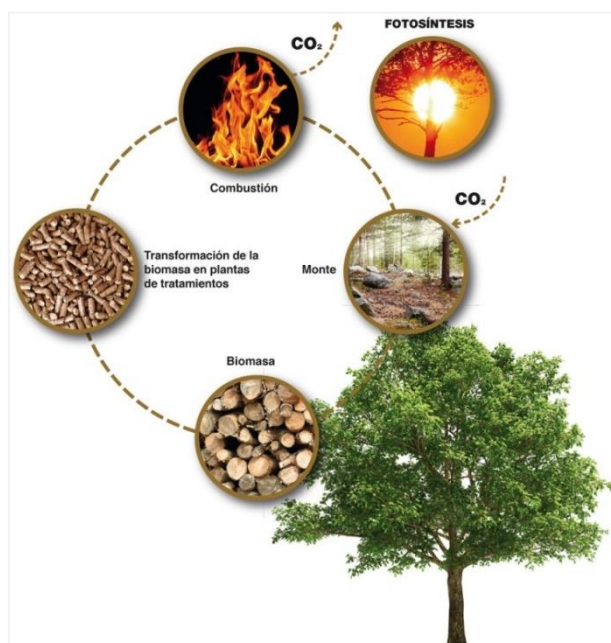


Ilustración 3. El ciclo de la biomasa. Fuente: EOI.

Se considera de carácter renovable ya que las plantas, gracias a la energía solar y mediante la fotosíntesis, son capaces de captar dióxido de carbono y transformarlo en materia orgánica, la cual será recuperable por la quema o aprovechada como combustible. La Ilustración 3 muestra el ciclo de la biomasa, con sus etapas.

### 3.2. TIPOS DE BIOMASA

La biomasa se puede clasificar en diversos tipos atendiendo a su origen, composición o estado. En la Figura 3.1 se refleja la clasificación atendiendo a su origen:

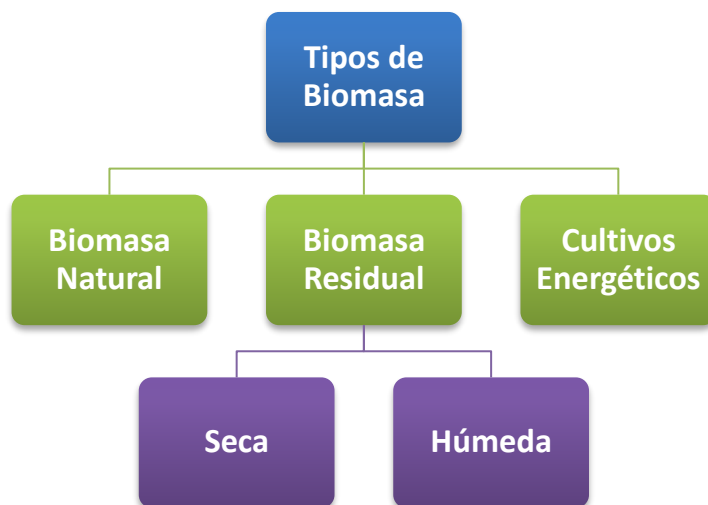


Figura 3.1. Clasificación de la biomasa en función de su origen.

Fuente: elaboración propia.

#### 3.2.1. BIOMASA NATURAL

La biomasa natural es aquella procedente de la naturaleza y que no ha sido sometida a intervención humana. Este tipo de biomasa presenta una serie de inconvenientes como el elevado grado de humedad, lo que implica menor eficiencia, o su uso masivo, que podría acarrear consecuencias como la desertización y erosión.

A día de hoy, su explotación no resulta interesante por razones económicas, ya que los costes de gestión, transporte y procesado de la materia prima pueden ser muy elevados. Los árboles constituyen la principal fuente de la biomasa natural.

#### 3.2.2. BIOMASA RESIDUAL

Consiste en la biomasa procedente de los residuos generados por el desarrollo de diferentes actividades humanas agrícolas y ganaderas y los vertidos denominados biodegradables, es decir, biomasa sometida a intervención humana. Se clasifica en seca y húmeda:

- **Biomasa residual seca.** Define a los residuos generados en actividades agrícolas, forestales e industriales agroalimentarias o de maderas. Uno de los aspectos a tener en cuenta a la hora de su uso es que la misma se encuentre lo más cerca posible del lugar de aprovechamiento, ya que los costes de transporte pueden resultar elevados. Algunos ejemplos son:

- Actividades agrícolas: restos de cultivos de maíz y arroz.
- Actividades forestales: restos de sarmientos procedentes de podas de vid y olivo.
- Industrias agroalimentarias: pulpa del café.

La madera es el material más usado, en forma de astillas, pellets (biocombustible sólido de gran poder calorífico fabricado a partir de partículas de madera) o serrín.

- **Biomasa residual húmeda.** Es aquella con alto contenido en humedad. Hace referencia a los residuos urbanos como la parte orgánica de la basura y a los vertidos biodegradables, formados por aguas residuales urbanas e industriales y por los residuos ganaderos, como purines.

### 3.2.3. CULTIVOS ENERGÉTICOS

Son cultivos específicos destinados exclusivamente a la producción de biomasa para la generación de calor y electricidad. Al igual que los otros tipos de biomasa, es importante que el cultivo se encuentre próximo a la planta de generación a fin de reducir costes de transporte.

Existen varios tipos de cultivos energéticos atendiendo a su aprovechamiento final:

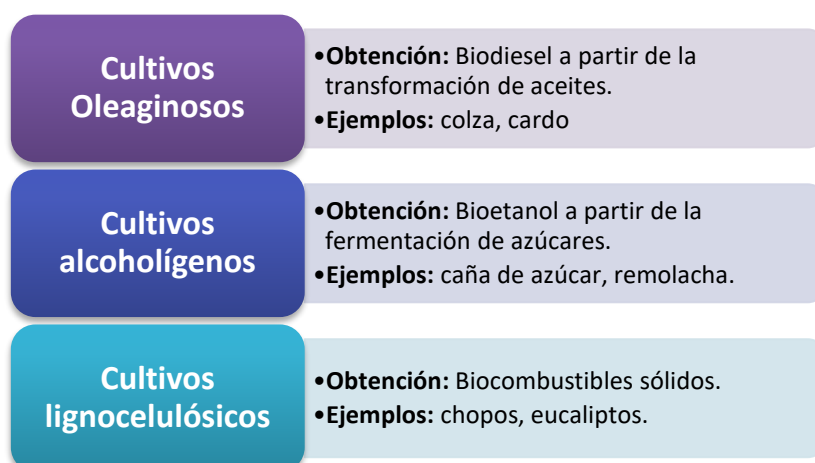


Figura 3.2. Clasificación de los cultivos energéticos.  
Fuente: elaboración propia.

Alemania es uno de los países que más ha promovido el desarrollo de los cultivos energéticos para la obtención de biogás en Europa, presentando una participación del 33% en la producción de biogás, después de los recursos procedentes de residuos ganaderos y agrícolas.

## 3.3. PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA

Normalmente la biomasa requiere de procesos y equipos especiales para hacer su transporte más fácil y transformarla en energía de una forma más útil y eficiente. Esto puede implicar procesos físicos, bioquímicos o termoquímicos de forma individual o combinados [16].

### 3.3.1. PROCESOS FÍSICOS

- **Astillado.** Debido a las formas irregulares de la madera talada, su almacenamiento suele ser complicado. El objetivo de este proceso es reducir la materia prima a un material más homogéneo y más fácil de gestionar.
- **Secado.** Hay materia y residuos que son sometidos a procesos de secado para reducir su porcentaje de humedad y aumentar su poder calorífico a fin de conseguir combustibles de mayor calidad o una conversión energética más eficiente.
- **Compactación.** Dado que la biomasa tiene bajo poder calorífico, se necesitan grandes cantidades de combustible para producir energía. Para alimentar más fácilmente la caldera, la materia prima se compacta en pellets o briquetas para aumentar su densidad y el contenido energético por unidad de volumen.

Por su parte, los residuos sólidos urbanos (RSU) requieren de instalaciones específicas debido a la variabilidad de su contenido. Su tratamiento suele consistir en una primera etapa en la que se lleva a cabo un pretratamiento mecánico para la recuperación de residuos reciclables (papel, envases, plásticos, etc.), y una segunda etapa de biosecado en la que se descompondrá anaeróbicamente la fracción no recuperada del tratamiento mecánico, la más biodegradable. El objetivo de esta fase es reducir la cantidad de residuo destinado a la combustión e incrementar el poder calorífico inferior del mismo.

### 3.3.2. PROCESOS TERMOQUÍMICOS

- Combustión directa. Consiste en la quema de biomasa sólida en una caldera. La materia es tratada previamente en procesos de secado, aumentando la eficiencia del proceso y obteniéndose como producto vapor, que puede utilizarse en procesos industriales y redes de calefacción urbana. Este vapor también se puede enviar a una turbina para la producción de energía eléctrica o a una planta de cogeneración, que combina la producción de electricidad y calor.
- Pirolisis. Consiste en calentar el material a temperaturas próximas a los 500°C con un suministro de aire controlado evitando que el material llegue a quemarse. Los productos obtenidos son carbón sólido, productos líquidos (aceites, ácidos y agua) y gases no condensados. El objetivo es conseguir carbón vegetal cuyo contenido energético sea mayor que el de la biomasa de partida, y pueda ser utilizado como sustituto del aceite para la generación de calor o energía.
- Gasificación. Es el proceso en el cual se produce un combustible gaseoso a partir de un combustible sólido. En primer lugar, se produce la pirolisis descrita anteriormente en presencia de aire u oxígeno, y se liberan como productos impurezas del sólido calentado que deben ser eliminadas, junto con metano, monóxido de carbono e hidrógeno. Estos gases se pueden condensar hacia fuera dando lugar al combustible gaseoso, conocido como “gas de síntesis”.

### 3.3.3. PROCESOS BIOQUÍMICOS

Los procesos bioquímicos se basan en el uso de microorganismos para convertir la biomasa en formas más útiles para la bioenergía.

- Digestión anaeróbica. Las bacterias descomponen el material orgánico en azúcares y ácidos que dan lugar a biogás, una mezcla de metano, dióxido de carbono y otros gases, que incluyen el sulfuro de hidrógeno. El biogás producido en el digestor puede ser quemado para producir calor o para alimentar un motor de combustión interna y generar energía eléctrica.
- Fermentación. Es otro proceso biológico anaeróbico en el que, gracias a la acción de distintos microorganismos, fundamentalmente levaduras, los azúcares e hidratos de carbono contenidos en la biomasa se convierten en alcohol, agua y dióxido de carbono. El etanol, producto que se puede utilizar como combustible para vehículos, se separa del agua generada gracias a un proceso de destilación.

### 3.4. VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA

Se indican a continuación las ventajas e inconvenientes de la biomasa como fuente de energía, desde los puntos de vista medioambiental y socioeconómico.

#### 3.4.1. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

- ✓ Balance neutro de emisiones de CO<sub>2</sub>. Las plantas absorben carbono de la atmósfera durante su desarrollo, que retorna a la atmósfera cuando la planta muere, por lo que la explotación de la biomasa no contribuye al cambio climático ya que se considera que tiene un balance neutro de emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, las emisiones de contaminantes sulfurados o nitrogenados son tan bajas (debido a los bajos porcentajes de azufre y nitrógeno en la composición del combustible) que no contribuyen a la lluvia ácida.
- ✓ La reforestación de bosques gracias a los cultivos energéticos evita la deforestación y erosión de la tierra y mejora la calidad del suelo mediante el aumento de la cantidad de materia orgánica en el mismo.
- ✓ El aprovechamiento de la biomasa transforma los residuos en recursos, evitando impactos medioambientales negativos, por lo que contribuye al reciclaje. La limpieza y recogida de residuos de los montes previene los incendios forestales.

#### 3.4.2. ASPECTOS SOCIECONÓMICOS

- ✓ Oferta de empleo. El uso de la biomasa aumenta las ofertas de empleo y la actividad económica en las zonas donde se instala la planta, ya que necesita de ingenieros para el diseño de la planta y personal cualificado para la operación y mantenimiento de la misma. Si se trata de biomasa sólida, es necesario contar con mano de obra que recoja la biomasa, la gestione y transporte a las instalaciones donde se transforma en energía. Según el informe de APPA, el uso de biomasa para generación eléctrica contribuyó 1.346 millones de euros al PIB en 2015.

	Empleo Total	Emisiones evitadas (TCO <sub>2</sub> )
Biomasa eléctrica	13.961	10.587.673
Biomasa usos térmicos	11.394	11.280.173

Tabla 3. Ventajas a partir del uso de la biomasa. Fuente: PER 2011-2020 [4].

En la Tabla 3 se observan las toneladas evitadas de CO<sub>2</sub> que se estiman al usar como fuente energética la biomasa, así como el número estimado de puestos de empleo generados para la generación de electricidad a partir de biomasa y usos térmicos.

- ✓ Al no depender de las condiciones climatológicas, es una de las fuentes de energías renovables más estable, disponible las 24 horas del día.
- ✓ Ayuda a disminuir la dependencia energética externa para abastecerse, al disminuir las importaciones de combustibles fósiles. Reduce así la huella del carbón.
- ✓ Genera riqueza en el medio rural donde se encuentran los recursos de biomasa, además de la unión del territorio y la población de zonas más rurales que actualmente están quedando deshabitadas.

Algunas de sus desventajas son:

- ✖ Los combustibles derivados de la biomasa presentan menor rendimiento que los combustibles fósiles, necesitando mayores cantidades de combustible para generar las mismas cantidades de energía que al utilizar combustibles fósiles.
- ✖ En ocasiones, los recursos procedentes de biomasa tienen altos porcentajes de humedad, lo que hace necesario un proceso previo de secado para aumentar el poder calorífico de la materia y obtener rendimientos mayores.

### 3.5. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE LA BIOMASA

Debido al alto porcentaje de humedad y el bajo poder calorífico de la biomasa, la generación de electricidad a partir de biomasa requiere altas inversiones, pues se necesitan instalaciones con calderas de mucha potencia para producir cantidades significativas de energía eléctrica.

Sin embargo, la contribución de la biomasa a la generación eléctrica aporta estabilidad al sistema eléctrico al tratarse de un recurso que no depende de la estacionalidad o de las condiciones meteorológicas y que puede ayudar a garantizar el suministro eléctrico durante todo el día.

Evolución de la generación de energía eléctrica a partir de biomasa en España			
Año	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Nº de instalaciones
2005	2.116	500	78
2006	2.132	541	87
2007	2.169	557	92
2008	2.483	587	101
2009	3.025	670	149
2010	3.140	709	169
2011	3.683	736	190
2012	4.003	810	199
2013	4.078	701	201
2014	3.505	739	205
2015	3.494	743	212

Tabla 4. Evolución de generación eléctrica a partir de biomasa.

Fuente: CNMC y elaboración propia [17].

La Tabla 4 muestra la evolución de la potencia instalada, la energía vendida y el número de instalaciones de biomasa en los últimos años. Con el objetivo de apreciar algunas tendencias, se ha recogido a continuación la evolución de la potencia eléctrica instalada a lo largo de los últimos años:

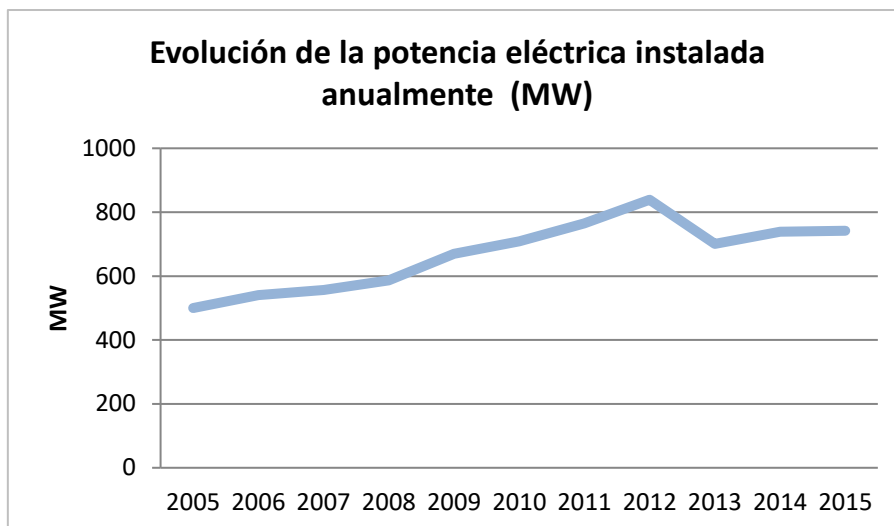


Figura 3.3. Evolución de la potencia instalada de biomasa en los últimos años.  
Fuente: CNMC y elaboración propia [17].

Pese a su gran potencial en España y las numerosas ventajas de la biomasa, en los últimos años ha sufrido un descenso. La Figura 3.3 revela como a partir de 2008, con la aprobación del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, donde el gobierno elaboró un programa para promover las energías renovables e incentivaba con una prima a determinadas instalaciones renovables, aumentaba la potencia instalada de las centrales de biomasa hasta alcanzar los 810 MW de potencia instalada en 2012. Este auge se vio invertido con la aprobación del **Real Decreto 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energías renovable y residuos.

	Biomasa sólida		
	2010	2015	2020
Eléctrico (MW)	533	817	1.350
Calefacción & Refrigeración (Ktep)	3.695	3.997	4.553

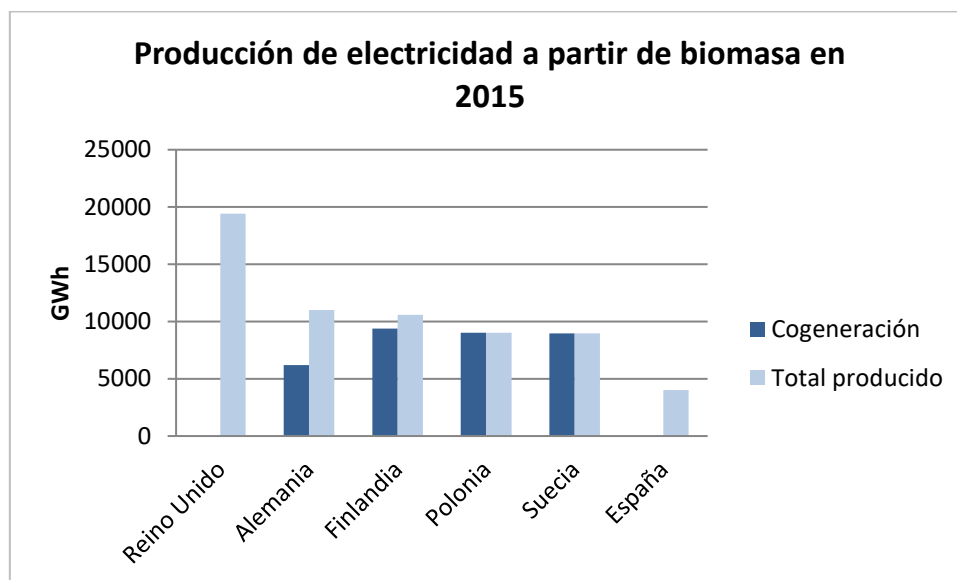
Tabla 5. Objetivos del PER 2011-2020 en el sector eléctrico, calefacción y refrigeración.  
Fuente: PER 2011-2020 [4].

La Tabla 5 muestra los objetivos establecidos por el Plan de Energías Renovables 2011-2020 para la producción de electricidad y calor a partir de biomasa. España se encuentra aún lejos de los objetivos de producción eléctrica a partir de biomasa propuestos por el PER 2011-2020, ya que en este informe se establecieron unos objetivos de potencia instalada de 817 MW a partir de biomasa sólida para el 2015 y se alcanzaron 743 MW, aproximadamente un 90% de lo previsto.



### 3.6. NIVEL DE PENETRACIÓN DE LA BIOMASA A NIVEL MUNDIAL

La biomasa es una de las mayores fuentes de energía primaria a nivel global, representando hoy en día un 10% del suministro total de energía primaria. Alemania es el primer país en producción de energía primaria a partir de biomasa sólida con 12.062 Mtep, y España ocupa el séptimo puesto en Europa. Según el PER 2011-2020, Alemania, Francia, Suecia, Finlandia y Polonia aportan el 56,7% de la energía primaria de origen renovable procedente de esta fuente.



**Figura 3.4. Producción de electricidad a partir de biomasa sólida en 2015.**  
Fuente: EurObserv'ER y elaboración propia [18].

En cuanto a la producción de electricidad, la Figura 3.4 muestra como Reino Unido es el líder europeo con 19.418 GWh generados, y España ocupa el quinto lugar con 4.014 GWh. Es importante señalar que más de la mitad de la electricidad que se genera en la Unión Europea a partir de biomasa se produce en plantas de cogeneración, que permiten aprovechar el calor generado en la producción de electricidad para usos térmicos. Según los datos publicados por EurObserv'ER, en 2015 se produjo un total de 90.353 GWh de electricidad a partir de biomasa sólida en la Unión Europea, de los cuales un 57% fueron generados a partir de centrales de cogeneración.

En la actualidad, la generación de calor y electricidad a partir de biomasa suele estar respaldada por incentivos económicos que distintos países establecen para fomentar el uso de energías renovables y promover así la reducción de emisiones contaminantes y el desarrollo socioeconómico. Así, por ejemplo, en Alemania está instaurado el sistema retributivo conocido como “feed-in tariffs”, basado en incentivos a los generadores de electricidad a partir de energías renovables. Por otro lado, Reino Unido se ha convertido en un referente en cuanto al desarrollo de energías renovables durante los últimos años desde que en 2002 introdujese el sistema “Renewable Obligation Certificates” con el que impone a las compañías distribuidoras de electricidad distribuir un porcentaje de energía procedente de recursos renovables. En 2010 introduciría adicionalmente el sistema “feed-in tariffs” como sistema retributivo para las instalaciones con menor potencia con lo que aumentaría la participación de renovables en el mix energético de un 6,8% en 2010 a un 24,6% en 2015.

### 3.7. SITUACIÓN ACTUAL DE LA BIOMASA EN ESPAÑA

España es uno de los países de la Unión Europea con mayor potencial de biomasa. A pesar de ello, continúa siendo un país fuertemente dependiente de las energías no renovables.

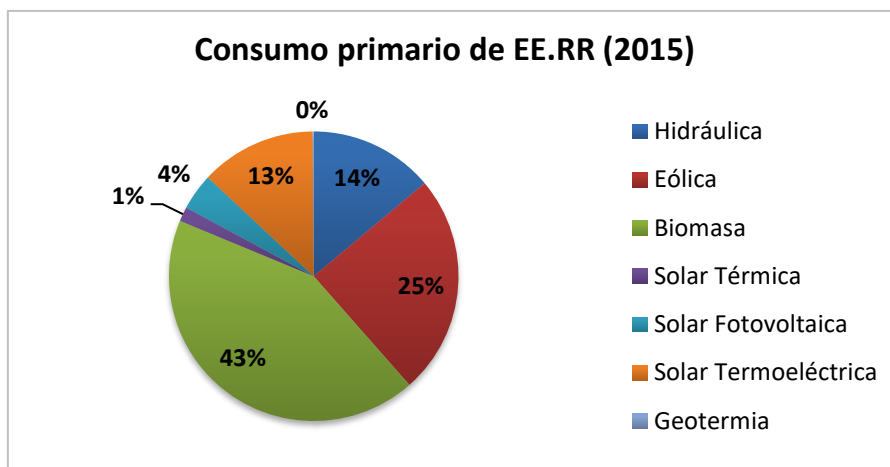


Figura 3.5. Consumo de energía primaria de Energías Renovables en 2015.

Fuente: IDAE y elaboración propia [19].

Como se observa en la Figura 3.5, España presentó un consumo de energía primaria renovable procedente de la biomasa (biomasa sólida, biogás y RSU) del 43% en 2015. Sin embargo, la participación de la biomasa en la generación de energía eléctrica fue del 3,5%. La mayor parte de la biomasa procede fundamentalmente de la biomasa forestal, como los residuos de la limpieza de los bosques y restos de podas, y de la industria agrícola [19].

#### 3.7.1. EXPERIENCIAS EXISTENTES

En 2015, se registraron en España un total de 211 plantas de biomasa sólida, con 3.494 GWh de energía vendida [20].

Andalucía es la Comunidad Autónoma líder en biomasa debido fundamentalmente a sus cultivos de olivar y sus industrias derivadas. Durante el último año, se registraron un total de 257,48 MW de potencia instalados para generación eléctrica a partir de biomasa sólida en las 18 plantas en funcionamiento de la comunidad, representando un total del 34,7% de la potencia instalada a partir de biomasa en el país. La mayor planta de biomasa en España se encuentra en Huelva y tiene 50 MW de potencia instalada [21].

A continuación, se muestran alguna de las instalaciones de biomasa con más relevancia en España:

##### 1. Ence Biomasa



Ilustración 4. Ence. Huelva.

Fuente: Google Maps.

- Ubicación: Huelva.
- Explotación: ENCE.
- Potencia: 50 MW.
- Puesta en servicio: 2012.
- Materia prima: Astilla.
- Capacidad: 500.000 t/año.

- Descripción general: Ence es una empresa que desde el 2014 se dedica exclusivamente a la explotación de renovables a partir de recursos de biomasa. Es propietaria de dos centrales más de 40 MW en Huelva, y 20 MW en Mérida. Esta planta tiene una producción eléctrica de 370 GWh anuales [22].

## 2. Ecoparc I Barcelona



Ilustración 5. Ecoparc I. Barcelona.  
Fuente: Google Maps.

- Ubicación: Barcelona.
- Explotación: Ecoparc.
- Potencia: 5,24 MW.
- Puesta en servicio: 2002.
- Materia prima: RSU.
- Capacidad: 245.000 t/año.

- Descripción general: Formada por una planta de tratamiento mecánico-biológico, donde se recogen los materiales reciclables y se destina a la planta de valorización energética aquella fracción de residuos que no puede aprovecharse. En la planta de valorización energética gracias a la combustión de los residuos se genera electricidad y calor [23].

## 3. Planta de Sangüesa



Ilustración 6. Planta de Sangüesa.  
Fuente: Google Maps.

- Ubicación: Navarra.
- Explotación: Acciona.
- Potencia: 30 MW.
- Puesta en servicio: 2002.
- Materia prima: Paja de cereal.
- Capacidad: 160.000 t/año.

- Descripción general: Fue una de las pioneras de la biomasa en España y está destinada a la producción de electricidad a partir de la combustión de paja de cereal. Es capaz de abastecer la demanda eléctrica de 60.000 hogares gracias su producción media anual de 200 GWh [24].

## 4. Planta de Valorización Energética de Son Reus II



Ilustración 7. Planta de Son Reus II.  
Fuente: Google Maps.

- Ubicación: Mallorca.
- Explotación: Tirme.
- Potencia: 40 MW.
- Puesta en servicio: 2010.
- Materia prima: RSU
- Capacidad: 432.000 t/año.

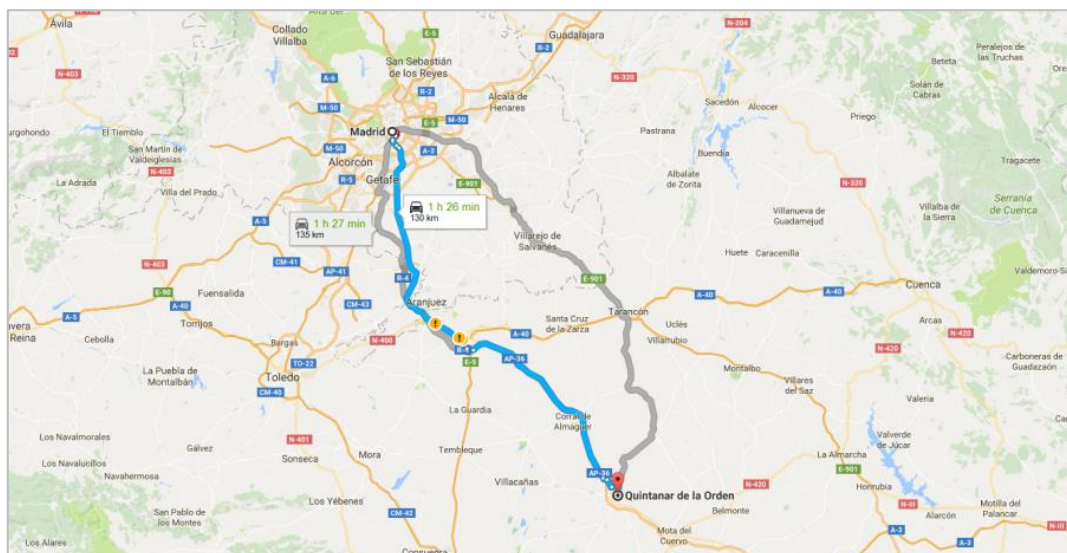
- Descripción general: mediante la incineración de residuos, esta planta es capaz de generar 34,35 GWh de energía eléctrica, abasteciendo a 6.870 hogares [25].

En este capítulo se introducen los parámetros básicos que definen una central de generación eléctrica de biomasa, estudiando los sistemas fundamentales para el funcionamiento de la misma y analizando de una forma más exhaustiva el ciclo de potencia junto a la implementación de una mejora.

#### 4.1.1. OBJETIVO DE LA INSTALACIÓN

#### 4.1.2. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación de la planta se llevará a cabo en el municipio de Quintanar de la Orden, perteneciente a la provincia de Toledo, ya que, además de ser una zona con un gran potencial de biomasa debido a los cultivos de vid y olivo que caracterizan la zona, es un municipio muy bien comunicado y de fácil acceso como se estudiará más adelante y con una reserva de agua suficiente para el funcionamiento de una central con los parámetros de diseño que se han establecido para la presente. También se ha estudiado previamente el impacto que tendría dicha implantación sobre la fauna y vegetación de la zona, resultando en un espacio libre de riesgo.



**Ilustración 8. Mapa de la ubicación de Quintanar de la Orden.**  
Fuente: Google Maps.

### 4.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La planta de biomasa que se pretende proyectar en la provincia de Toledo estará diseñada para quemar una mezcla de residuos vegetales agrícolas tales como el viñedo, el olivar y frutales. Éstos se valorizarán gracias al proceso termoquímico de combustión en una caldera, donde el calor producido en ésta se transferirá al agua del ciclo Rankine para obtener vapor, y de esta manera, se impulsa una turbina acoplada a un generador cuyo fin es la producción de energía eléctrica.

Características básicas de la instalación de biomasa	
Tipo materia prima	Sarmientos de vid, olivo y frutales
Producción de potencia	1 MWe
Horas de funcionamiento	8.000
Consumo de combustible	6.574,72 Tn/año
Producción total anual	8.000 MWh

Tabla 6. Características básicas de la instalación.

En la Tabla 6 se muestran las características básicas de funcionamiento de la instalación. Será diseñada con el objetivo de producir 1MWe neto de potencia y trabajará como carga base, con un total de 8.000 horas anuales de funcionamiento, exceptuando paradas por mantenimiento.

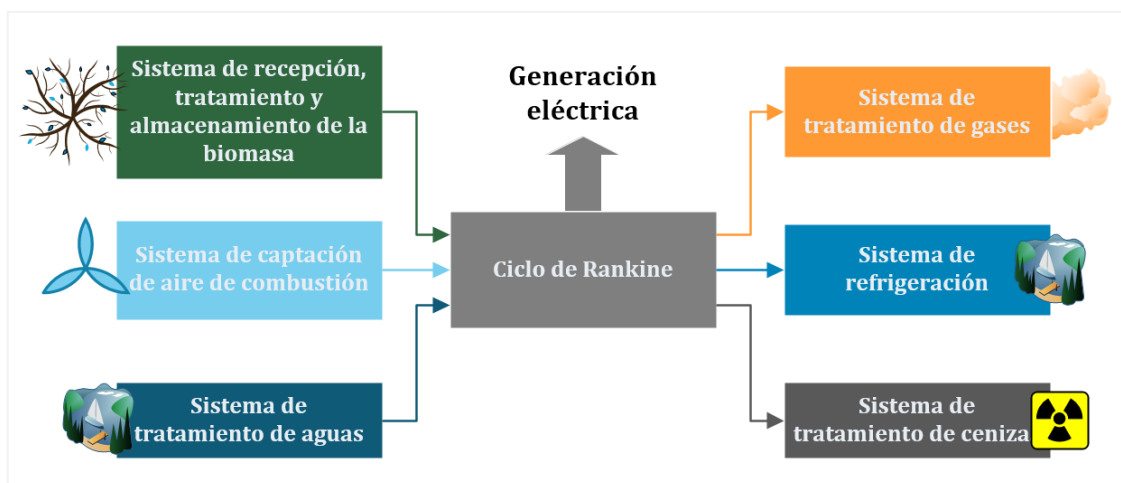


Figura 4.1. Esquema de los dispositivos utilizados en la instalación.

Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

La Figura 4.1 expone de una forma más visual e intuitiva los componentes de la planta de valorización de biomasa, donde el elemento principal será el ciclo Rankine. Alrededor de éste girarán sistemas adicionales para la recepción, tratamiento y almacenamiento de la biomasa- el cual engloba todos los procesos que transforman la biomasa en una fuente de energía apta para quemar-, sistema de captación del aire de combustión de la caldera, sistema de tratamiento de aguas para acondicionar el fluido de trabajo del ciclo Rankine, sistema de tratamiento de gases que depuren los gases producto de la combustión, sistema de refrigeración para el correcto funcionamiento del condensador, y sistema de tratamiento de cenizas que trasladen las cenizas originadas en la combustión a zonas especializadas en tratamiento de residuos radiactivos.

#### 4.1.4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS EN LA INSTALACIÓN

##### 4.1.4.1. *Sistema de recepción, tratamiento y almacenamiento de la biomasa*

Los sarmientos en estado inicial pueden presentar propiedades incompatibles con el modo de alimentación a la caldera. Por ello, el pretratamiento del combustible es una etapa clave en el proceso de valorización de la biomasa a fin de adecuar las propiedades físicas del biocombustible a los requerimientos del sistema de conversión energética.

Una vez recolectados los residuos agrícolas sin tratar, serán transportados y almacenados en un **foso**, el cual dispondrá de un sistema de pesaje compuesto por una báscula para el control y registro de la materia prima que entra en la planta.

Una vez pesados los restos agrícolas, serán recogidos por un conjunto de cintas transportadoras que llevarán la biomasa hasta la siguiente fase del proceso, donde pasarán por un **electroimán** para apartar todos los metales que puedan hallarse erróneamente en la biomasa. A continuación, se procederá al astillado. Dado que se trata de ramas de restos de vid y olivo fundamentalmente, es importante que el foso de recepción cuente con sistemas de ventilación para evitar la acumulación de polvo. De la misma manera, las cintas transportadoras deben contar con cerramientos integrales.

El **astillado** consistirá en una etapa de reducción granulométrica donde, gracias a la acción de cuchillas, se cortarán los distintos restos a fin de homogeneizarlos. Es un proceso muy importante ya que una desventaja de la biomasa es su baja densidad, por lo que puede dar lugar a bajos rendimientos en caso de no incinerar volúmenes considerables de combustible. El astillado permite por lo tanto manejar mayores cantidades de biomasa y explotarlos bajo un umbral de rentabilidad.

Al contener la biomasa un alto porcentaje de humedad, es necesario un tratamiento de **secado** para incrementar el poder calorífico del combustible y evitar inquemados como el monóxido de carbono y procesos de conversión ineficientes. A la salida del secador se dispondrá de un control de humedad que permita determinar si el porcentaje de humedad de la materia es el apropiado y reenvíe el combustible al secador en caso contrario. Una vez reducidos de tamaño y con un porcentaje de humedad inferior al 10%, serán depositados por cintas transportadoras en un **foso** de almacenamiento intermedio que alimentará a la caldera.

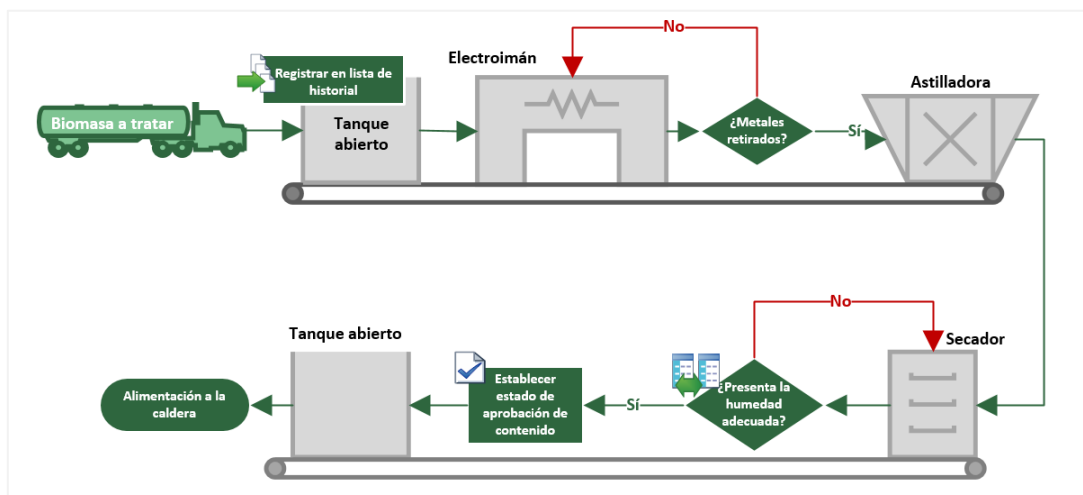


Figura 4.2. Diagrama de bloques del sistema de recepción, tratamiento y almacenamiento de biomasa.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).



#### 4.1.4.2. Ciclo de potencia: Ciclo Rankine

##### a) Ciclo Rankine convencional

La biomasa tratada previamente alimenta a la caldera donde gracias a su combustión comienza el ciclo de agua-vapor, conocido como ciclo Rankine. Este ciclo es un sistema de generación de potencia en el que se genera trabajo a partir de calor, el cual opera con fluidos de trabajo con capacidad de condensación y evaporación; en nuestro caso, el fluido de trabajo será el agua por su abundancia.

El ciclo Rankine simple está formado por cuatro procesos:

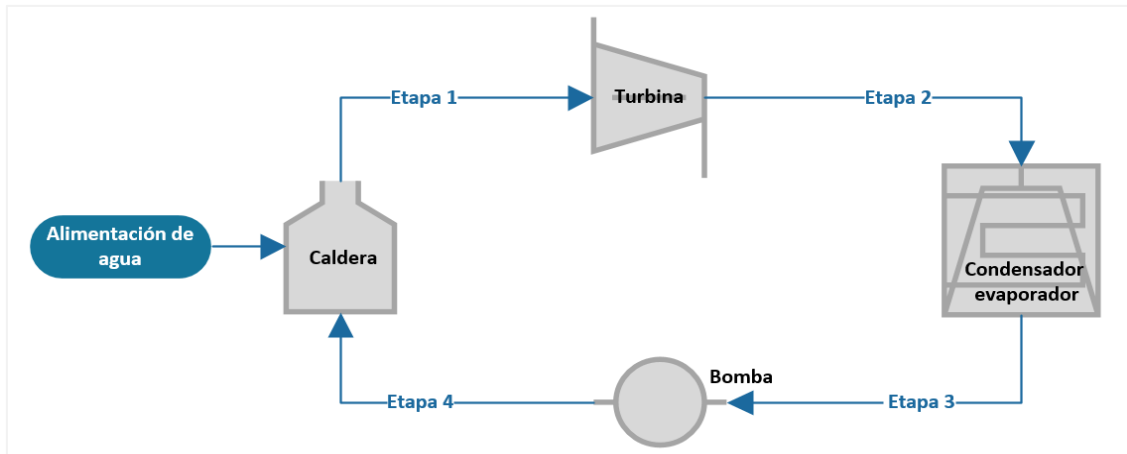


Figura 4.3. Diagrama de bloques del ciclo Rankine convencional.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

- Expansión adiabática (Etapa 1 - 2). Esta etapa se realiza en la turbina de vapor donde el agua en fase vapor se expande de manera adiabática.  
Al expandirse el vapor en la turbina, se acciona el eje de la turbina transformándose la energía térmica en energía mecánica. El eje de la turbina se encuentra acoplado al generador por lo que transmitirá el movimiento y de esta manera, se convertirá la energía mecánica en energía eléctrica.
- Condensación isobárica (Etapa 2 - 3). A la salida de la turbina de vapor, el vapor es conducido al condensador donde se condensará completamente a presión constante y cambiará de agua en estado vapor a estado líquido.
- Compresión adiabática (Etapa 3 - 4). En la bomba se impulsa el agua saturada producto de la condensación aumentando su presión hasta la entrada de la caldera.
- Evaporación isobárica (Etapa 4 - 1). La caldera trabaja como un intercambiador de calor donde el calor que se origina en la combustión de la biomasa se transfiere al agua a presión constante, obteniendo vapor sobrecalentado a la salida y dando comienzo de nuevo al ciclo agua-vapor.

## b) Ciclo Rankine con regeneración

Con el objetivo de aumentar la eficiencia térmica del ciclo Rankine, se ha decidido implementar una etapa intermedia que corresponde a una extracción en la turbina de vapor. El objetivo de la extracción es precalentar el agua que entra a la caldera en un intercambiador abierto, aumentando así la eficiencia del ciclo.

La Figura 4.4 indica el diagrama de procesos del ciclo donde la segunda etapa correspondería a la etapa intermedia mencionada anteriormente. En el calentador, el agua líquida que procede de la bomba se mezcla con el vapor procedente de la extracción de la turbina, aumentando la temperatura del agua de salida del calentador, por lo que la presión de ambos fluidos deberá de ser la misma, ya que el calentador abierto trabaja isobáricamente.

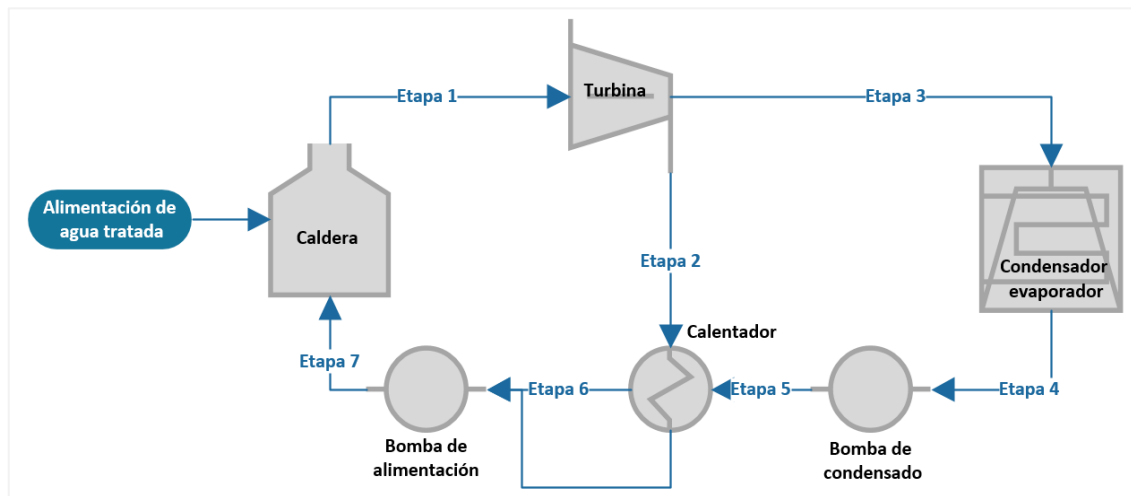


Figura 4.4. Diagrama de bloques del ciclo Rankine con extracción en la turbina.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

- Expansión adiabática (Etapa 1 - 3). Representa la expansión del caudal de vapor sobrecalentado que no es extraído en la turbina, disminuyendo su temperatura y presión hasta las condiciones de operación del condensador.
- Extracción en la turbina (Etapa 2). Calentará el agua procedente de la bomba, aumentando su temperatura a la entrada de la caldera. De esta manera, se disminuye el consumo energético de la caldera necesario para alcanzar la temperatura máxima.
- Condensación isobárica (Etapa 3 - 4). El vapor a la salida de la turbina es conducido al condensador donde se condensará completamente a presión constante y cambiará de vapor a agua en estado líquido.
- Compresión adiabática (Etapa 4 - 5). Dado que el intercambiador abierto trabaja de forma isobárica y las presiones de los fluidos de entrada son las mismas que la del fluido a la salida de éste, el objetivo de la bomba de condensado es comprimir el vapor saturado producto de la condensación isobárica hasta la presión de operación del intercambiador abierto.
- Calentamiento (Etapa 5 - 6). Representa la transferencia de calor de la extracción del vapor sobrecalentado de la turbina al agua de la bomba
- Compresión adiabática (Etapa 6 - 7). El agua entra a la bomba como líquido saturado y se comprime adiabáticamente hasta la presión de operación de la caldera.



- Evaporación isobárica (Etapa 7 - 1). El agua comprimida entrará a la caldera y saldrá como vapor sobrecalentado. El calor originado en la caldera gracias a la combustión de la biomasa, calentará el agua comprimida que circula por las tuberías de la misma dando comienzo nuevamente al ciclo.

#### 4.1.4.3. Sistema de refrigeración

El vapor de salida de la turbina es conducido hacia el condensador, disipándose el calor liberado durante la condensación mediante el circuito de agua de refrigeración. Durante este proceso el fluido disminuirá su entalpía pasando a estado líquido y manteniendo su temperatura.

El sistema de refrigeración consistirá en una torre de refrigeración por evaporación a circuito cerrado con tiro mecánico en contracorriente. Aunque existen varios tipos de torres de refrigeración, se ha optado por elegir de circuito cerrado ya que, al estar aislada de la atmósfera, se previene la entrada de contaminantes, manteniendo el agua limpia y reduciendo el mantenimiento del sistema. Además, será de tiro mecánico ya que los costes de inversión son menores que las de tiro natural, presentan menores pérdidas de arrastre y son más aptas para caudales de agua medios o pequeños, como es el caso de la planta.

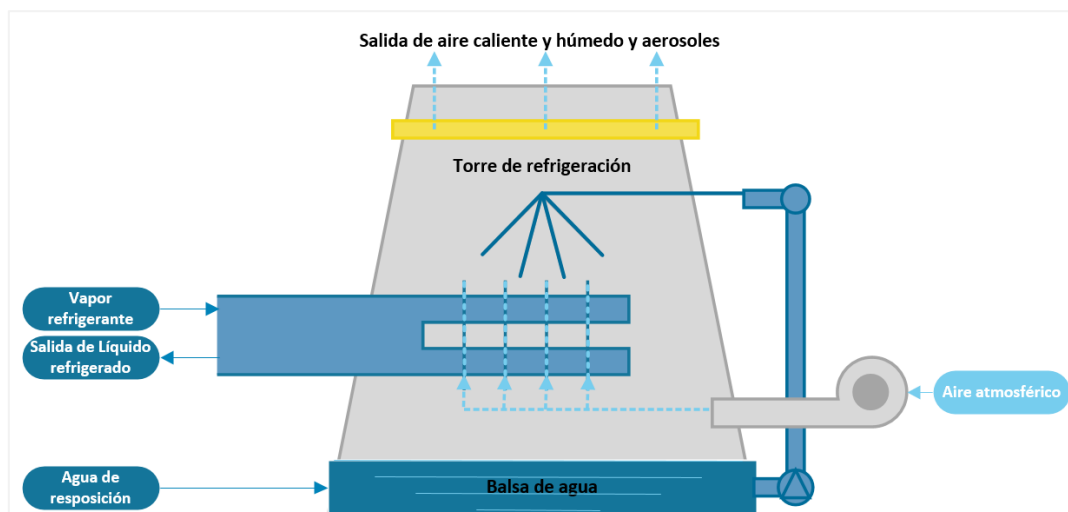


Figura 4.5. Esquema general de torre cerrada de tiro forzado.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

La Figura 4.5 muestra el esquema de una torre de refrigeración por evaporación cerrada de tiro mecánico forzado. El agua procedente de la bandeja inferior es bombeada hacia la parte superior de la torre. En esta parte, el agua es pulverizada través de unas boquillas sobre el serpentín que contiene el vapor procedente de la turbina. Gracias a la acción del agua pulverizada y el flujo de aire en contracorriente, el serpentín que contiene el vapor se humedece, obteniendo como resultado agua líquida que es devuelta al ciclo Rankine.

Durante el proceso de enfriamiento de cada ciclo, un porcentaje de agua que interviene en el proceso se evapora o es arrastrado por las corrientes de aire en forma de aerosoles. También se purga un caudal de agua para asegurar y mantener unos niveles de concentración adecuados. Por lo tanto, es necesario reponer una determinada cantidad de agua durante cada ciclo para el correcto funcionamiento del sistema.

#### 4.1.4.4. Sistema de tratamiento de aguas

Para el ciclo de agua-vapor y los sistemas auxiliares de la planta que requieran de agua para su funcionamiento, son precisos aditivos y tratamientos que acondicionen el fluido para las condiciones del proceso:

- **Dosificación química.** Se agregarán productos químicos como sales de aluminio y hierro, que actúan como agentes coagulantes-floculantes para incrementar la tendencia de las partículas presentes en el agua a agregarse unas con otras, sedimentar, y mejorar la eficiencia del siguiente proceso de filtración.

Para el ciclo de agua-vapor son precisos aditivos que acondicionen el fluido de trabajo tales como:

- Desoxigenantes orgánicos para eliminar el oxígeno disuelto en el agua de alimentación y evitar así fenómenos de corrosión.
- Amonio: se aditiva a los condensados para mantener el pH en valores de trabajo seguros.

También es necesario agregar otros componentes como el hipoclorito sódico en el agua de la torre de refrigeración para prevenir la proliferación de algas y actuar como tratamiento de la legionelosis.

- **Filtración.** Los filtros de arena son los elementos más utilizados para la retención de sólidos y partículas contenidas en el agua, evitando atrancos y permitiendo el correcto funcionamiento del sistema.
- **Desmineralización del agua.** Se realiza a través de dos procesos diferentes:
  - Osmosis inversa. El agua es forzada a atravesar membranas donde los iones no pueden difundir, retirando de esta manera las sales de metales pesados.
  - Intercambio iónico, en el que los iones disueltos en el agua no deseados son intercambiados por otros iones de carga similar, eliminando las sales contenidas en el agua.

Finalmente, el agua desmineralizada se almacenará en un tanque de agua antes de ser utilizada.

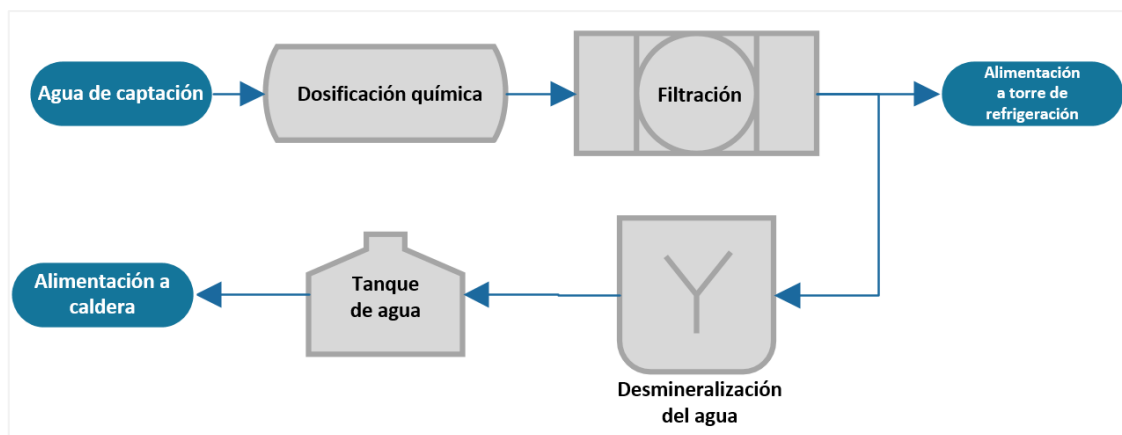


Figura 4.6. Sistema de tratamiento de aguas de alimentación.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

#### 4.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LA CALDERA DE COMBUSTIÓN

##### 4.1.5.1. *Tecnología empleada para la combustión*

Para elegir la tecnología de combustión de la caldera es necesario conocer las características de la biomasa- humedad, homogeneidad y granulometría entre otros-. La Figura 4.7 muestra los distintos tipos de caldera atendiendo a distintas clasificaciones:

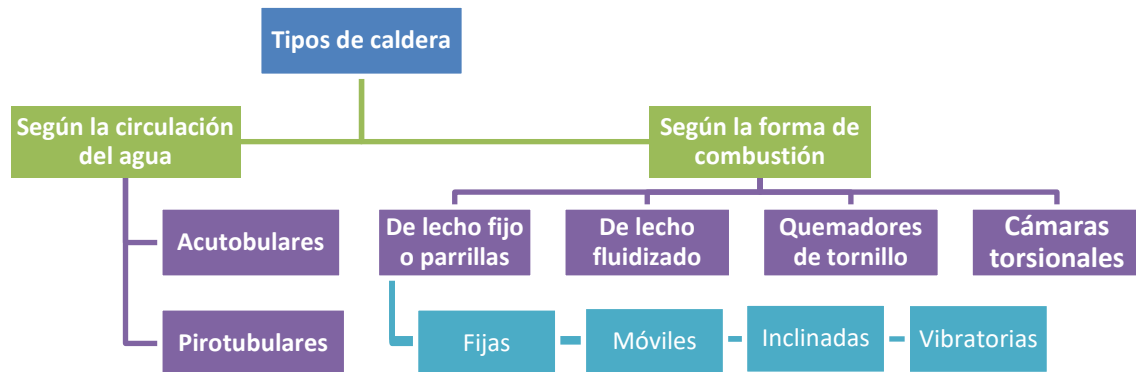


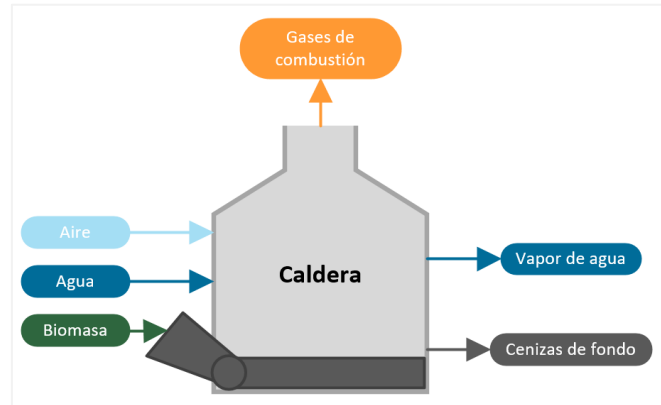
Figura 4.7. Esquema de los tipos de tecnología de la caldera.  
Fuente: elaboración propia.

Atendiendo al tipo de caldera según la circulación del agua, pueden ser acuotubulares, donde el vapor circula por el interior de los tubos que conforman la cámara de combustión mientras que los gases de combustión circulan por el exterior. Por el contrario, en las piro-tubulares los gases de combustión circulan por el interior de los tubos que se encuentran sumergidos en agua. En este caso, la caldera será de tipo **acuotubular** ya que están diseñadas para alcanzar presiones de vapor más elevadas (>25 bar), aunque sus costes de adquisición y mantenimiento son mayores que los de las calderas piro-tubulares.

Atendiendo a la forma de combustión, en calderas de lecho fluidizado el combustible se quema junto con el material del lecho (normalmente arena) en suspensión, gracias a grandes soplantes de aire de forma ascendente. La necesidad de estas masas de aire aumenta considerablemente los costes, aunque se consigue mejor distribución de temperatura. El tipo de caldera más apto para el diseño de la central es **caldera de parrillas inclinadas**. Este tipo de calderas es utilizado para centrales de generación con calderas que superan el megavatio térmico y que trabajan con biomasa de pequeñas partículas y bajo porcentaje de humedad. Dado que el combustible biomásico ha sido pretratado y sometido al astillado, donde ha adquirido una granulometría más pequeña, y al secado, donde ha disminuido su porcentaje de humedad, este tipo de caldera es el más idóneo para el combustible. Las parrillas son sistemas metálicos que permiten la entrada del aire primario de combustión y la evacuación de las escorias formadas durante la incineración.

#### 4.1.5.2. Sistemas auxiliares de la caldera

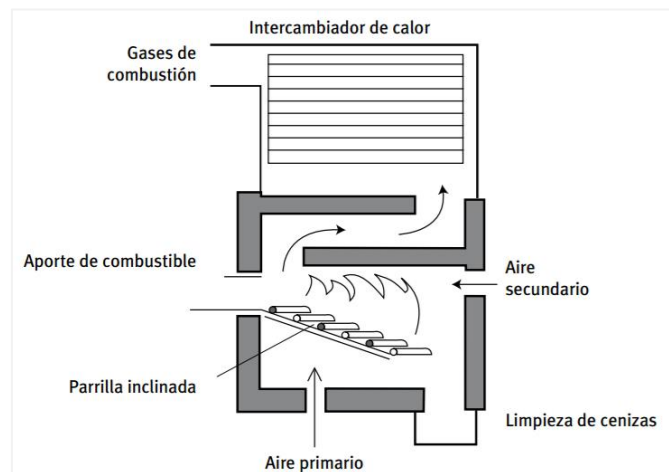
La caldera es un elemento cuya función principal es generar vapor. En este proceso de generación de vapor, participan unos reactivos y se generan unos productos cuya presencia es importante tener en cuenta para entender los sistemas auxiliares de la caldera. En la Figura 4.8 aparecen todos los partícipes del proceso de combustión.



**Figura 4.8. Reactivos y productos del proceso de combustión.**  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

##### a) Sistema de captación de aire de combustión

La tecnología de combustión de caldera de parrillas requiere de la inyección de aire primario y secundario tal y como muestra la Ilustración 9:



**Ilustración 9. Esquema de caldera con parrilla.** Fuente: IDAE [26].

- El aire primario procedente de la atmósfera es dirigido a la parrilla por medio de un ventilador de aire forzado de aire primario. Contiene el oxígeno que primero entrará en contacto con la biomasa y posibilitará su combustión.
- Durante la combustión se generarán gases y partículas volátiles a una determinada altura. El aire secundario se inyecta a esa altura gracias a un ventilador para completar la combustión de la biomasa.

b) Sistema de depuración de gases

En el proceso de combustión de la biomasa se originan efluentes sólidos, líquidos y gaseosos. Para cumplir con los límites de emisiones establecidos por la normativa europea y local, la caldera cuenta con un sistema de depuración de gases originados durante la combustión. La instalación constará de los siguientes dispositivos:

- **Enfriador**, cuya función será enfriar los gases producto de la incineración.
- **Separador de ciclones**. Una vez enfriados, se incluirá un separador de ciclones antes de los filtros de mangas, de manera que se eviten puntos incandescentes que puedan dañar los filtros de mangas. Son dispositivos que utilizan la gravedad y fuerza rotacional para separar partículas sólidas contenidas en el aire, en un gas o en líquidos.
- **Filtros de mangas**. Su objetivo principal será retirar las partículas sólidas contenidas en el gas que pueden afectar a la salud o a la eficiencia del proceso. Estas partículas quedan retenidas en las mangas cuyo aspecto físico es similar a la de sacos de tela.
- **Ventilador de tiro inducido**. Equipado con un convertidor de frecuencia para poder controlar la velocidad y depresión generada.
- **Chimenea**. Provista de una plataforma para el sistema continuo de medida de emisiones y para el control del contenido de polvo por equipos portátiles.

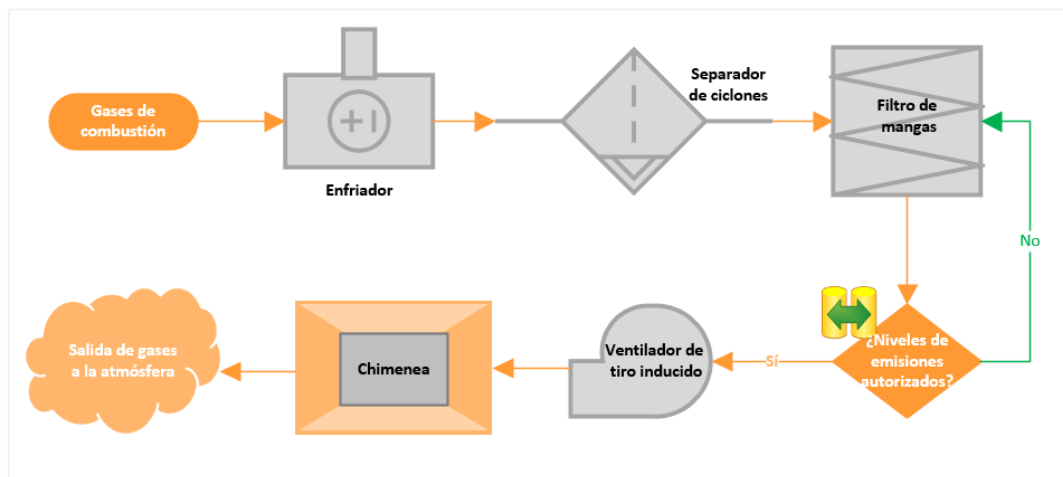


Figura 4.9. Diagrama de bloques del sistema de depuración de gases.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

Las emisiones atmosféricas no deben superar en ningún caso lo permitido por la legislación vigente. Según el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, relativo al Reglamento de emisiones industriales, se garantizará siempre que las emisiones no superen los siguientes valores diarios [27]:

- $\text{SO}_2 < 200\text{mg/Nm}^3$
- $\text{NO}_2 < 300\text{mg/Nm}^3$
- Partículas (PM10)  $< 30\text{mg/Nm}^3$
- $\text{HCl} < 10\text{mg/Nm}^3$

c) Sistema de retirada de cenizas

Durante la combustión de la biomasa se originan cenizas que son residuos sólidos que no se han quemado. La cantidad de ceniza formada depende de la composición elemental del combustible a quemar. Estas escorias pueden ser de dos tipos:

- Cenizas de fondo, también conocidas como escoria húmeda, que se forman en las parrillas de la caldera. Éstas son enfriadas en un cenicero mediante su inmersión en agua y gracias a la acción de tornillos helicoidales son retiradas y posteriormente gestionadas en vertederos autorizados para residuos radiactivos.

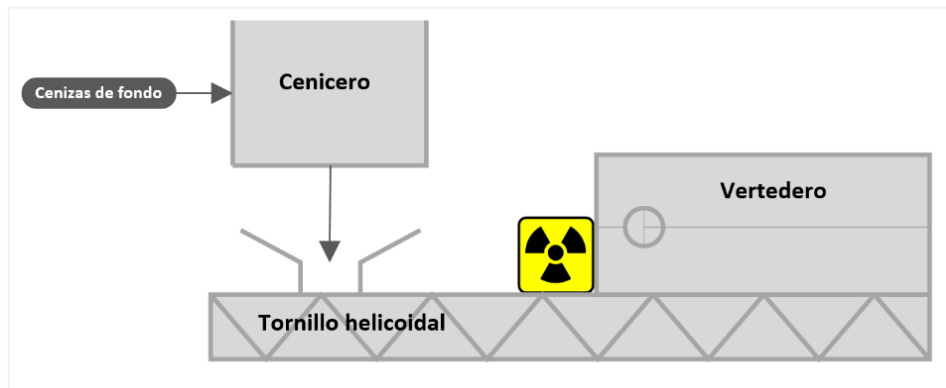


Figura 4.10. Diagrama de bloques del sistema de retirada de cenizas.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

- Cenizas volantes. Son arrastradas por los gases de combustión al tratarse de la fracción más fina de las cenizas originadas en el proceso, y recogidas por los filtros de mangas.

Debido a las grandes cantidades de ceniza que se están registrando en esta clase de procesos, se está investigando y buscando en la actualidad alternativas a su depósito en vertederos. alguna de estas opciones que está presentando mayor trascendencia, fundamentalmente para la fracción más fina recogida por los filtros de manga, es el empleo de estos residuos como fertilizantes para los cultivos.

## 4.2. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

### 4.2.1. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Es necesario considerar una serie de parámetros para determinar la localización de la planta y garantizar el correcto funcionamiento de la misma:

#### Reducción de costes de transporte y abastecimiento de combustible

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento de biomasa a la planta y de reducir costes de transporte, se ha decidido llevar a cabo la instalación en una zona con gran potencial en residuos agrícolas. Para ello, se ha estudiado gracias a la aplicación informática “Bionline”, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), las zonas con mayor concentración de residuos agrícolas en España, obteniendo como resultado la siguiente ilustración:



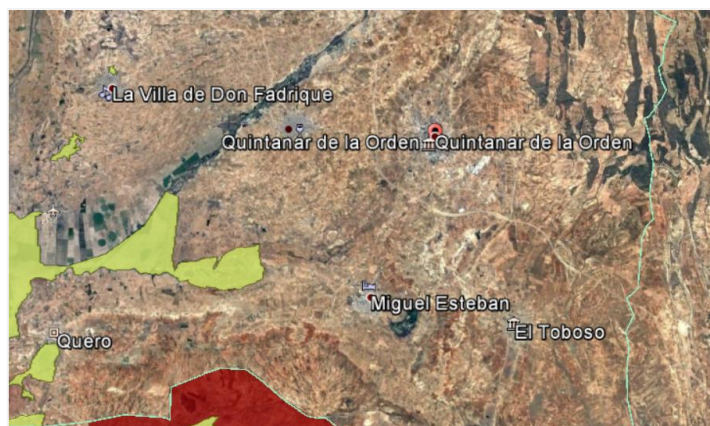
Ilustración 10. Restos agrícolas en España. Fuente: Bionline (IDAE). [28]

Tal y como se observa en la Ilustración 10, Castilla la Mancha es una de las comunidades autónomas con mayor potencial de biomasa residual agrícola, con especial interés en la línea fronteriza entre Toledo, Ciudad Real y Albacete, donde se han registrado más de 500.000 hectáreas sólo de viñedo. La instalación se llevará a cabo por tanto en la localidad de Quintanar de la Orden, perteneciente a la provincia de Toledo.

#### Protección del hábitat natural

Otro parámetro importante a la hora de estudiar la localización de la planta es el impacto que ésta pueda tener sobre la fauna y flora del terreno. Según la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, no se puede edificar en aquellas zonas que estén clasificadas como Zona de especial protección para las aves (ZEPA) o Lugar de Importancia Comunitaria (LIC).





**Ilustración 11. Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA) y Lugares de Importancia Comunitaria (LIC). Fuente: Google Earth [29].**

La Ilustración 11 muestra las zonas de especial protección para las aves (ZEPA) en rojo, y los lugares de Importancia Comunitaria (LIC) en verde. Como se puede observar, el diseño de la planta en el municipio de Quintanar de la Orden no supone ningún riesgo ya que no está clasificado como las zonas mencionadas previamente

#### Abastecimiento de agua

Analizado el Plan Hidrológico de la Demarcación Hidrográfica del Guadiana 2015-2021, se contempla que la central se situaría en el sistema de explotación denominado “Sistema Oriental (Subs. Alto Guadiana)”. Aunque se trata de una masa declarada en riesgo en la que no están autorizados el otorgamiento de nuevos derechos, estos sí están autorizados para el caso de abastecimiento de poblaciones, usos industriales y ganaderos.

El Anexo VI de dicho plan “Normativa”, indica una reserva para futuros desarrollos industriales de 14 hm<sup>3</sup>/año. No obstante, existe la posibilidad de la compra de derechos de agua.

#### Accesibilidad

Por último, es importante asegurar que la planta esté bien comunicada para el suministro de combustible. En primer lugar, el área de estudio se encuentra conectado mediante la carretera CM-310, que permitiría conectar directamente con las dos vías de alta capacidad, la Autovía de los Viñedos, de titularidad autonómica, y la autovía estatal A-40. Por otro lado, la carretera CM-410 que se desarrolla transversalmente desde Quintanar de la Orden hacia el Oeste, enlaza directamente con la Autovía A-4 de titularidad estatal y con la Autovía de los Viñedos.

En cuanto a infraestructuras ferroviarias, Quintanar de la Orden se encuentra aproximadamente a 30 kilómetros de Alcázar de San Juan, representando este municipio un nudo ferroviario donde confluyen dos líneas de ferrocarril convencional. Por ello, el Ministerio de Fomento tiene en estudio coadyuvar al emplazamiento de una Plataforma logística donde conviva el ferrocarril con la carretera, convirtiéndose esta localidad en un punto de ruptura de carga y a través de la carretera se realice una distribución a puntos de producción o consumo de mercancías.

En consecuencia, se puede concluir que la localidad toledana de Quintanar de la Orden se encuentra en un emplazamiento privilegiado desde un punto de vista de vías de comunicación, tanto por carretera como ferroviarias, convirtiéndola en una localidad con atractivo para el emplazamiento de nuevas industrias.



## 4.2.2. BALANCE ENERGÉTICO: CICLO DE POTENCIA

Como se ha mencionado anteriormente, el ciclo de agua-vapor es el componente fundamental de la central de generación y será el encargado de producir energía eléctrica gracias a la turbina que lo compone. En torno a éste, giran el resto de sistemas que forman la planta.

Para el estudio del ciclo Rankine, se va a utilizar el software gratuito CYCLEPAD que permite simular y analizar distintos ciclos termodinámicos, y que se ha utilizado en las asignaturas del grado vinculadas a ciclos termodinámicos.

### 4.2.2.1 *Ciclo Rankine convencional*

Es necesario considerar inicialmente unos datos de diseño para poder realizar la simulación:

- Etapa 1. Entra agua a la turbina en estado gas, con una temperatura aproximada de  $T_1=450^{\circ}\text{C}$  y  $P_1=60$  bares. Estos datos de presión y temperatura se han estimado a partir de un tipo de calderas de la gama MARC, que suministra PASCH.
- Etapa 3. A la salida del condensador, el fluido de trabajo (agua), se satura completamente, con un título de vapor  $x_3=0$  y una temperatura  $T_3=35^{\circ}\text{C}$ .
- Tras contrastar distintos estudios, los rendimientos de la turbina y la bomba se han estimado en torno al 87%. Ambas trabajarán adiabáticamente, y la caldera y el condensador de forma isobárica.
- Con el objetivo de obtener una potencia neta próxima a 1000 kW, se ha ajustado una potencia bruta para la turbina de 1007 kW.

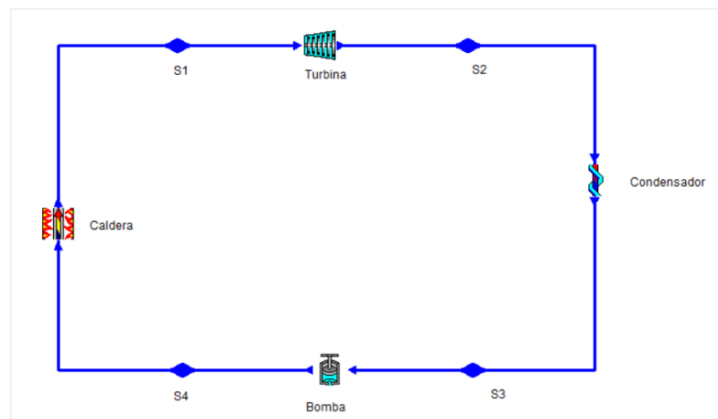


Figura 4.11. Ciclo Rankine convencional simulado con CYCLEPAD.

Una vez construido el ciclo Rankine e introducidos los datos de diseño, el programa calcula las propiedades del fluido para cada etapa, así como la potencia generada o consumida por cada componente del ciclo, obteniendo como resultados los mostrados en la Figura 4.12 y en la Figura 4.13, donde los datos en verde son las hipótesis de partida, y los datos en azul son los calculados por CYCLEPAD:

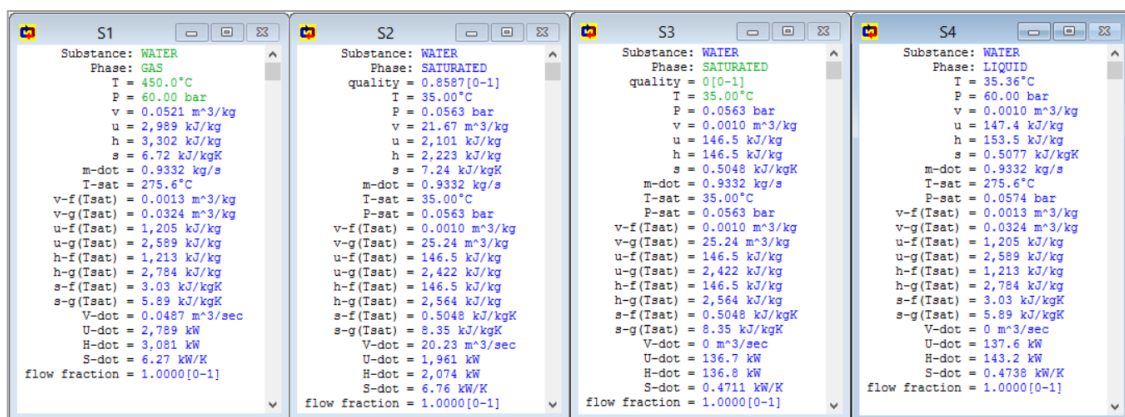


Figura 4.12. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine convencional (CYCLEPAD).

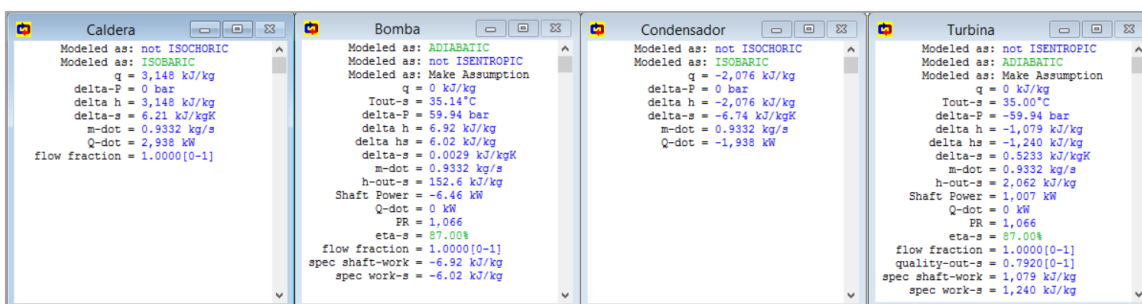


Figura 4.13. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine (CYCLEPAD).

A continuación, se recogen en la Tabla 7 y en la Tabla 8 los parámetros más importantes de cada etapa y sus respectivas características:

Etapas	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Caudal (kg/s)
1	60	450	0,93
2	0,06	35	0,93
3	0,06	35	0,93
4	60	35,36	0,93

Tabla 7. Características de las etapas del ciclo Rankine convencional.

La Tabla 7 muestra las propiedades más características de cada punto del ciclo. Dado que el agua se encuentra en estado saturado en el punto 2 (S2) y el punto 3 (S3), al establecer una temperatura de diseño a la salida del condensador de  $T_3=35^\circ\text{C}$ , CYCLEPAD calcula automáticamente la presión correspondiente a este punto que será la misma que la del punto 2 al trabajar el condensador isobáricamente. Se observa además cómo a la salida de la bomba, la temperatura del líquido comprimido aumenta un poco debido a una ligera disminución en el volumen específico del mismo.

Componente	Condición	Rendimiento (%)	Potencia (kW)
Caldera	Isobárica	-	2.938
Turbina	Adiabática	87	1.007
Condensador	Isobárico	-	-1.938
Bomba	Adiabática	87	-6,46

Tabla 8. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine convencional.

La Tabla 8 indica los rendimientos establecidos para los componentes del ciclo Rankine convencional y su potencia generada y consumida. El rendimiento de la caldera se tendrá en cuenta más adelante para el cálculo del rendimiento de la planta, al no poder establecerse como parámetro de diseño en CYCLEPAD.

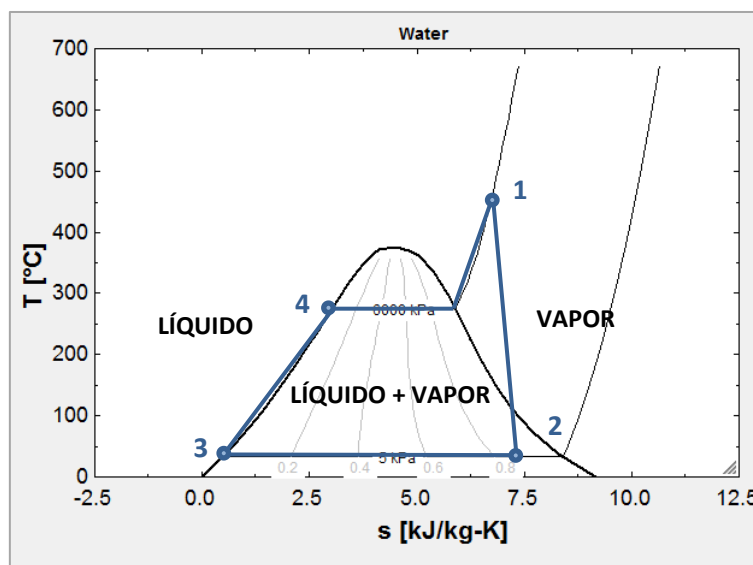


Figura 4.14. Diagrama T-S. Ciclo Rankine convencional. (EES)

En la Figura 4.14, obtenida a partir del software “Engineering Equation Solver” (EES), se observa el diagrama T-S del ciclo Rankine convencional. En situación ideal, donde la turbina y la bomba trabajan con un rendimiento del 100%, los procesos de compresión y expansión serían adiabáticos y reversibles y por tanto isoentrópicos, definidos por una línea vertical en el diagrama T-S. En el caso de estudio, se aprecia cómo las líneas que describen los procesos 1-2 y 3-4 no son verticales si no que quedan a la derecha del punto ideal, al trabajar la turbina y la bomba con un rendimiento del 87% en la realidad.

Además, se puede observar como el punto 2 se ha dibujado dentro de la curva de saturación del agua del diagrama T-S, pues si se observan las propiedades de la etapa 2 del ciclo, este punto presenta un título de vapor  $x_2=0,8587$ , por lo que estaría formado por líquido y vapor.

#### 4.2.2.2 Ciclo Rankine con regeneración

A continuación, se va a implementar una mejora del ciclo Rankine, en este caso el ciclo Rankine regenerativo. Este ciclo consiste en realizar extracciones en la turbina con el fin de incrementar el rendimiento del mismo. Se pueden realizar varias extracciones, siempre en función de la potencia que se pretende generar y teniendo en cuenta que cada extracción supone un aumento del coste de inversión de la central.

Para la simulación del ciclo con regeneración se utilizará nuevamente el simulador CYCLEPAD.

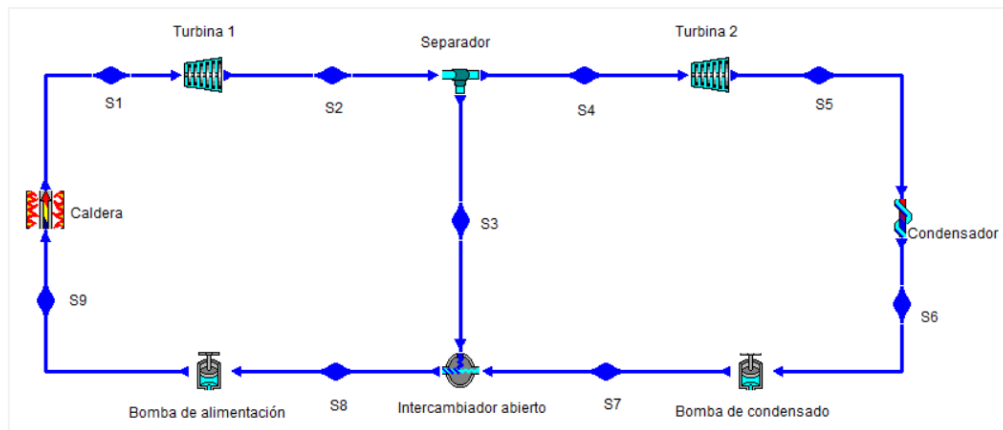


Figura 4.15. Ciclo Rankine con regeneración (CYCLEPAD).

En este caso, se partirá de los siguientes datos de diseño:

- Etapas 1. El vapor sobrecalentado de entrada a la turbina tendrá una temperatura aproximada de  $T_1=450\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $P_1=60$  bares; datos estimados a partir del tipo de calderas de la gama MARC que suministra PASCH.
- Etapas 6. A la salida del condensador, el agua estará completamente saturada, con un título de vapor  $x_6=0$ . El fluido tendrá una presión inferior a la atmosférica; estableciendo una  $T_6=35^{\circ}\text{C}$ , CYCLEPAD calcula automáticamente la presión al tratarse de agua saturada.
- Tras contrastar distintos estudios, los rendimientos de la turbina y la bomba se han estimado en torno al 87%. Ambas trabajarán adiabáticamente, mientras que la caldera, condensador e intercambiador abierto trabajarán de forma isobárica.
- Con el objetivo de obtener una potencia neta próxima a 1000 kW, se ha ajustado una potencia bruta para la turbina de 1008 kW.

No obstante, con un sistema de extracción o sangrado en la turbina, tendremos dos incógnitas más: la fracción de caudal de vapor que se extrae y la presión a la que se hace la extracción. Para maximizar el rendimiento del ciclo, se va a realizar un análisis paramétrico en el que se estudiará la influencia de estas dos variables en el rendimiento del ciclo.

### Análisis paramétrico: presión de extracción y porcentaje de sangrado de la turbina

En primer lugar, se variará la **presión de extracción**,  $P_2$ . Se establecen como condiciones de diseño para el Punto 8 que se tratará de líquido saturado con un título de vapor  $x_8=0$ . Al establecer esta condición de diseño, el programa calculará automáticamente la fracción de sangrado en la turbina. Se puede deducir que con estas suposiciones para el Punto 8, se obtendrá el punto óptimo, pues si el título de vapor fuese superior a cero, significaría que entramos dentro de la curva de saturación del agua en el diagrama T-S, teniendo vapor saturado a la entrada de la bomba, lo que impediría su correcto funcionamiento. Por el contrario, al alejarse de la curva de saturación siguiendo la misma isobara, aumentaría el trabajo neto realizado por el ciclo, disminuyendo el rendimiento del mismo. Se estudiará más adelante cómo varía el rendimiento en función del porcentaje de sangrado para comprobar que el punto óptimo será aquel para el cual la presión de extracción de la turbina maximice el rendimiento y además el Punto 8 sea líquido saturado, con  $x_8=0$ .

Para poder calcular los parámetros de todas las etapas del ciclo, una vez introducidos los datos anteriores en el programa y conocidas las entalpías de las etapas 1, 2 y 5, se aplica el primer principio de la termodinámica en la turbina, con el objetivo de obtener el caudal másico de agua que circula por la misma:

$$\dot{W} + \sum_{entrada} \dot{m}_{entrada}(h_{entrada}) - \sum_{salida} \dot{m}_{salida}(h_{salida}) = 0$$

$$\dot{W} = \dot{m}_1(h_1 - h_2) + \dot{m}_1(1 - y)(h_2 - h_5)$$

$$\dot{m}_1 = \frac{\dot{W}}{(h_1 - h_2) + (1 - y)(h_2 - h_5)}$$

Conocido el caudal másico a partir de la ecuación anterior y una vez introducido en CYCLEPAD, se obtienen los siguientes resultados:

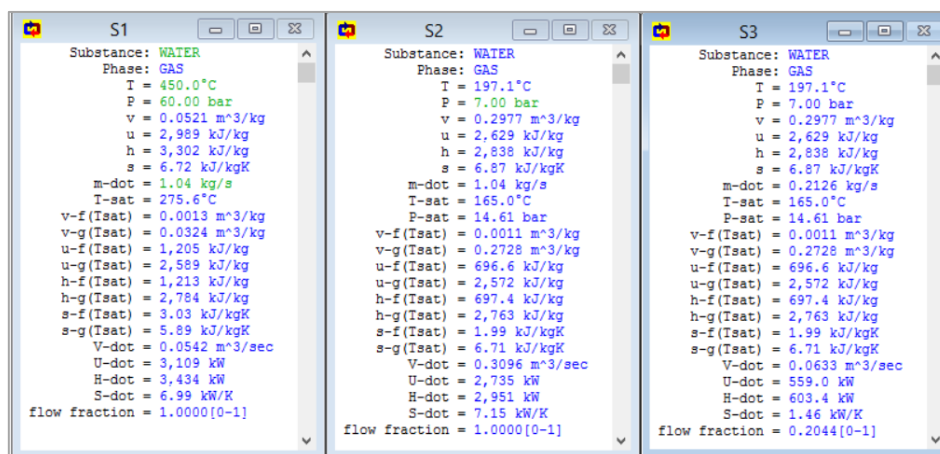


Figura 4.16. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (1/3) (CYCLEPAD)

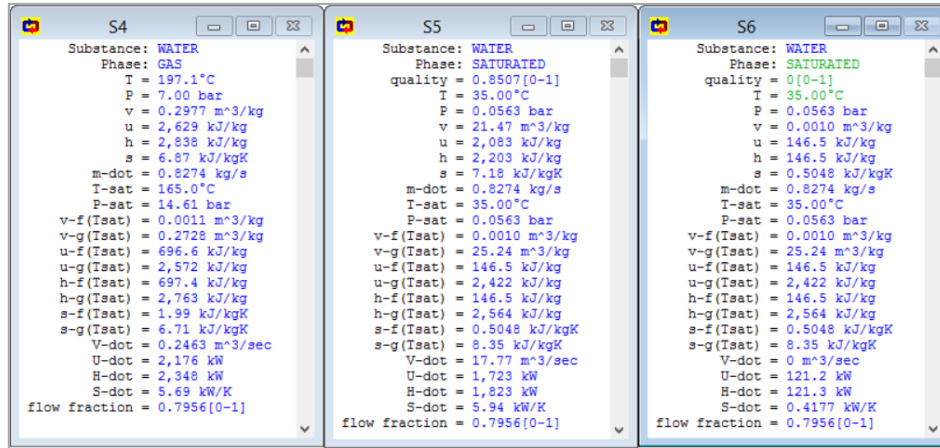


Figura 4.17. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (2/3) (CYCLEPAD).

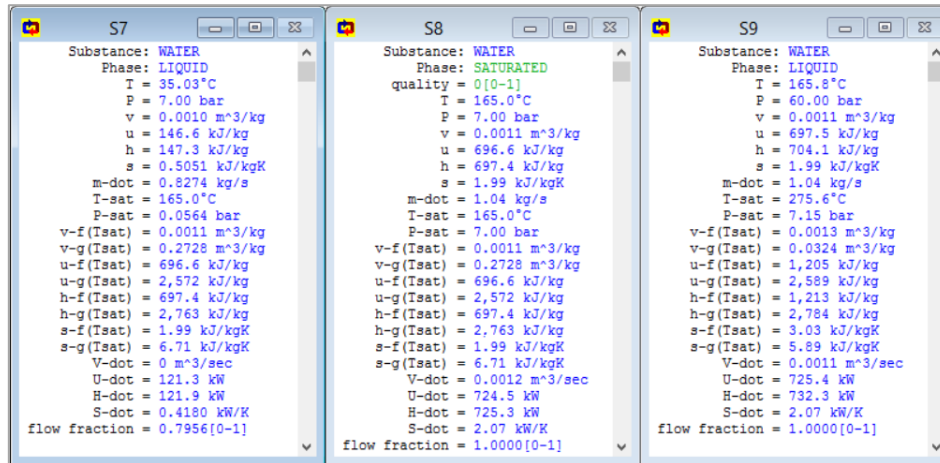


Figura 4.18. Propiedades de las etapas del ciclo Rankine regenerativo (3/3) (CYCLEPAD).

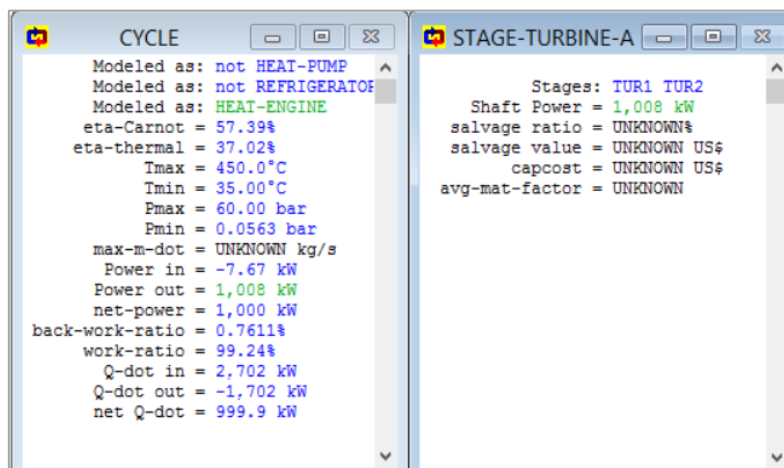


Figura 4.19. Propiedades generales del ciclo y la turbina (CYCLEPAD).

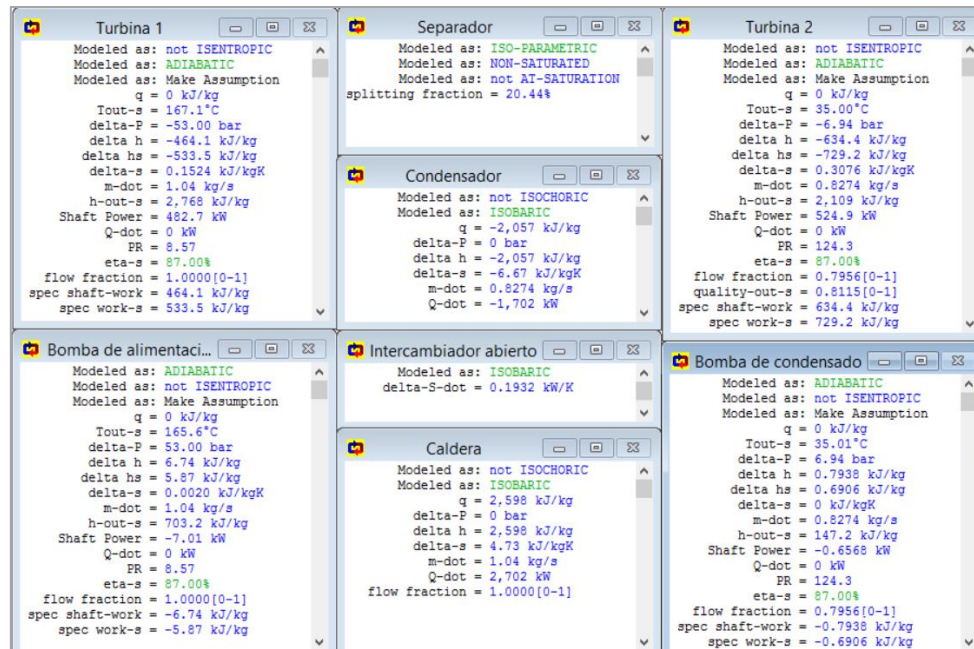


Figura 4.20. Características de los componentes del ciclo Rankine regenerativo (CYCLEPAD).

Se ha realizado el mismo procedimiento explicado anteriormente para distintos valores de presión de extracción en la turbina, obteniendo los resultados que se indican en la Tabla 9.

P. Extracción (bar)	Caudal másico (kg/s)	Q-caldera (kW)	Título vapor S8 (%)	Temperatura S9 (°C)	Rendimiento (%)
16	1,12	2.721	0	202,3	36,74
14,5	1,11	2.714	0	197,6	36,84
13	1,09	2.710	0	192,6	36,89
11,5	1,08	2.709	0	187	36,92
10	1,07	2.706	0	180,8	36,95
8,5	1,05	2.704	0	173,9	37
7	1,04	2.702	0	165,8	37,02

Tabla 9. Propiedades obtenidas al variar la presión de extracción de la turbina.

Se observa como el rendimiento del ciclo mejora al disminuir la presión de extracción en la turbina, sin embargo, esta presión de extracción no debe ser muy pequeña ya que, de lo contrario, la segunda etapa de turbina descomprimiría muy poco. En caso de que la presión fuese alta, la primera etapa de turbina descomprimiría poco y la potencia generada disminuiría. Al reducir además el caudal másico de entrada de la segunda etapa de turbina debido a la extracción, aunque ésta descomprimiese más debido a una mayor diferencia de presiones, se perdería rendimiento, luego la extracción de la turbina se debe hacer a una presión intermedia, alrededor de 7 bar.



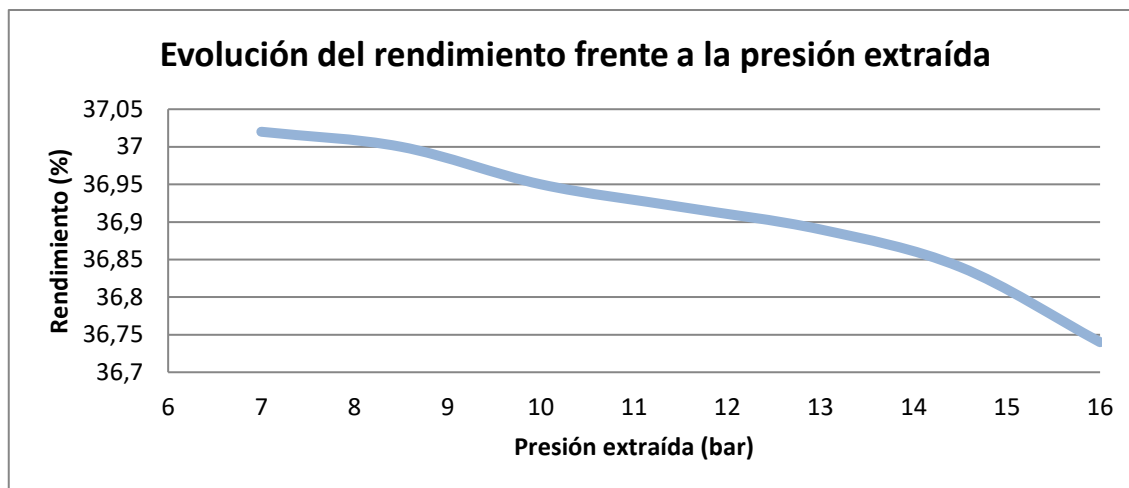


Figura 4.21. Rendimiento del ciclo Rankine en función de la presión de extracción

En segundo lugar, una vez conseguida la presión de extracción más beneficiosa,  $P_2 = 7$  bar, se ha ido variando el **porcentaje de extracción** en la turbina. En este caso, no se establecerá como condición de diseño que el Punto 8, salida del calentador abierto, se encuentra como líquido saturado con un título de vapor  $x_8 = 0$ , a fin de estudiar como varía tanto el rendimiento del ciclo como la calidad de vapor en el Punto 8 en función de los niveles de extracción.

Aplicando nuevamente el primer principio de la termodinámica en la turbina, podemos conocer el caudal másico de agua que circula por el ciclo. Introduciendo estos datos en CYCLEPAD se obtienen los siguientes resultados:

Extracción (%)	Caudal másico (kg/s)	Q-caldera (kW)	Título de vapor S8 (%)	Temperatura S9 (°C)	Rendimiento (%)
0	0,91719745	2.889	0	35,36	34,67
5	0,94448349	2.847	0	67,65	35,18
10	0,97344278	2.803	0	99,81	35,72
15	1,00423412	2.756	0	131,7	36,31
20	1,03703704	2.710	0	162,3	37,04
25	1,0720553	2.648	0,0593	194,9	37,57
30	1,10952119	2.574	0,1245	228,2	37,94

Tabla 10. Propiedades obtenidas al variar el porcentaje de sangrado de la turbina.

En la Tabla 10 se observa la evolución del rendimiento del ciclo al variar el porcentaje de sangrado para la presión óptima obtenida,  $P_2 = 7$  bar. Tal y como se ha comentado al inicio del análisis paramétrico, con los datos que recoge la Tabla 6 se confirma que la fracción de extracción óptima será la máxima para la cual el Punto 8 sigue siendo líquido saturado con un título de vapor  $x_8 = 0$ . Si el título de vapor fuese superior a cero, como es el caso para una fracción de extracción superior al 20%, la bomba trabajaría con un porcentaje de vapor saturado, lo que conllevaría problemas en su funcionamiento. Se observa además que el rendimiento es menos sensible a la presión que al caudal extraído.



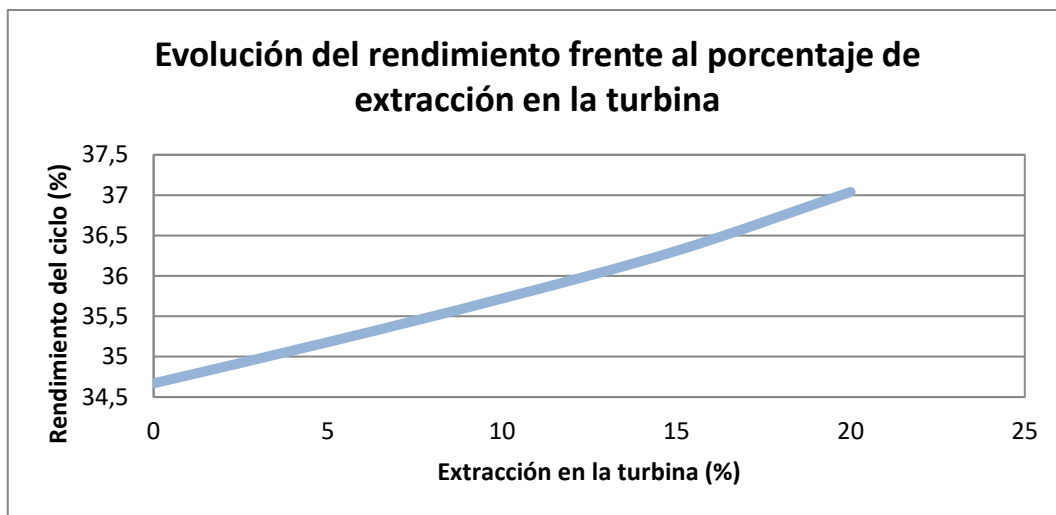


Figura 4.22. Variación del rendimiento en función del porcentaje de extracción de la turbina.

En la Tabla 11 se muestran las principales características de las distintas etapas del ciclo Rankine óptimo para nuestro caso de estudio, con una presión de extracción  $P_2 = 7$  bar y un porcentaje de extracción del 20%. Analizando las diferencias frente al ciclo Rankine convencional, cabe mencionar que el caudal de agua de entrada a la turbina es mayor para este ciclo. Esta es la principal desventaja de realizar extracciones en la turbina, ya que, destinar parte del vapor al calentador abierto implica que dicha fracción no vaya a participar en la producción de potencia eléctrica. Por lo tanto, para producir la misma potencia en la turbina, es necesario incrementar el caudal másico del fluido de trabajo, y esto supone un aumento del tamaño de la instalación y de los costes asociados a ello.

Etapas	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Caudal (kg/s)
1	60	450	1,04
2	7	197,1	1,04
3	7	197,1	0,2074
4	7	197,1	0,8296
5	0,0563	35	0,8296
6	0,0563	35	0,8296
7	7	35,03	0,8296
8	7	162,2	1,04
9	60	162,3	1,04

Tabla 11. Características de las etapas del ciclo Rankine con regeneración.

Componente	Condición	Rendimiento (%)	Potencia (kW)
Caldera	Isobárica	-	2.710
Turbina	Adiabática	87	1.008
Condensador	Isobárico	-	-1.706
Bomba de condensado	Adiabática	87	-0,6585
Bomba de alimentación	Adiabática	87	-3,46

Tabla 12. Propiedades de los componentes del ciclo Rankine con regeneración.

En la Tabla 12 se recogen los rendimientos y potencias de cada componente del nuevo ciclo. El rendimiento de la caldera se tendrá en cuenta más adelante para el cálculo de la cantidad de combustible anual necesario. Para conseguir una potencia neta del ciclo de 1 MWe, se ha incrementado ligeramente la producción de potencia de la turbina frente al ciclo Rankine convencional para contrarrestar las pérdidas por consumos propios, al añadir a la instalación una bomba más.

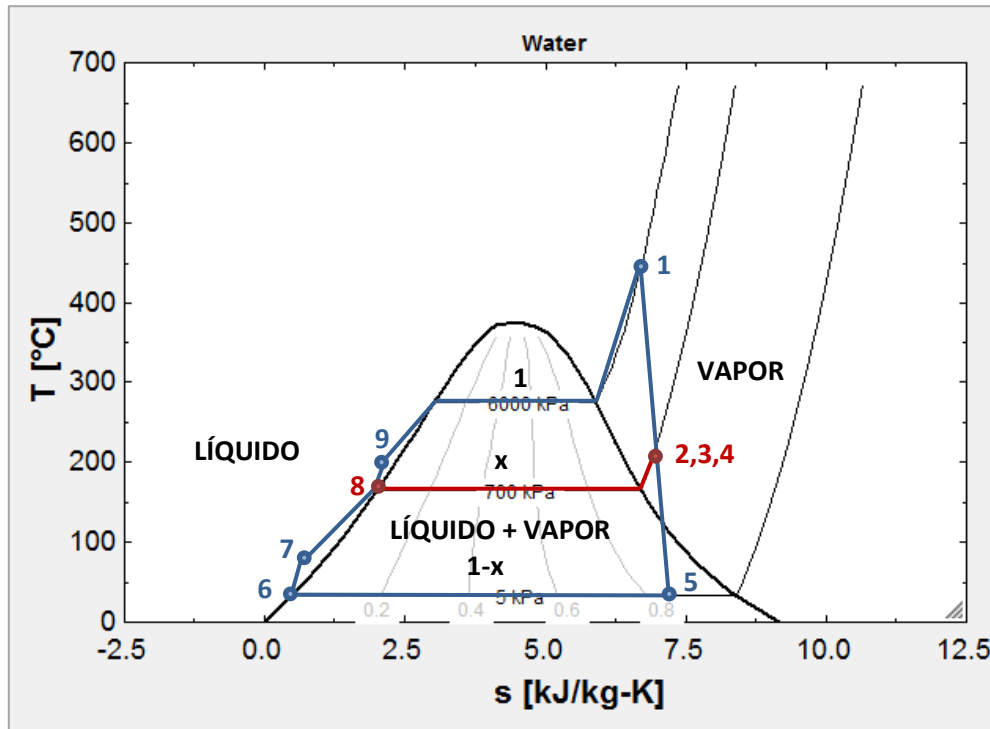


Figura 4.23. Diagrama T-S del ciclo Rankine con regeneración (EES).

La Figura 4.23 ilustra lo que ocurre desde el punto de vista termodinámico, donde la línea roja representa la extracción en la turbina a una  $P_2 = 7$  bar y “x” es la fracción de caudal extraído. Este vapor se mezclará con el agua procedente de la bomba de condensado “1-x” aumentando la temperatura del caudal de agua de entrada a la caldera y, consecuentemente, incrementando el rendimiento del ciclo. De esta manera, se evitan también los choques térmicos existentes en un ciclo Rankine convencional entre la temperatura del agua a la entrada de la caldera y las temperaturas con las que trabajan las tuberías de la caldera.

#### 4.2.2.3 Cálculo de combustible

##### a) Cantidad de combustible necesario

Como se ha mencionado al comienzo del capítulo, la biomasa que se valorizará serán restos agrícolas tales como sarmientos de vid, olivo y frutales.

Tipo	PCI (kcal/kg)
Podas de frutales	3.312
Podas de olivo	3.190
Sarmientos de vid	3.280

**Tabla 13. Poder calorífico inferior de las distintas fuentes de biomasa.**  
Fuente: Energías renovables para el desarrollo [30].

La Tabla 13 muestra el poder calorífico inferior para cada tipo de biomasa que se va a aprovechar para fines energéticos. Suponiendo el mismo porcentaje de participación para los tres tipos de combustible, se puede situar el poder calorífico medio de diseño de la biomasa en torno a 3.260,6 kcal/kg.

Conociendo la potencia neta del ciclo, establecida como dato de diseño, y la potencia de la caldera calculada por CYCLEPAD, se puede conocer la cantidad de biomasa que sería necesaria para ambos ciclos:

$$\text{Potencia neta ciclo} = 1 \text{ MW}$$

$$\text{Caudal biomásico necesario (kg/h)} = \frac{\text{Potencia necesaria (kJ/h)}}{\text{PCI (kJ/kg)}}$$

- Para el ciclo Rankine convencional:

$$\text{Potencia necesaria} = 2.938 \text{ kW} * \frac{1 \text{ kJ/s}}{1 \text{ kW}} * \frac{3.600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 10.576.800 \text{ kJ/h}$$

$$\text{PCI} = 3.260,6 \text{ kcal/kg} * \frac{4,1855 \text{ kJ}}{1 \text{ kcal}} = 13.647,52 \text{ kJ/kg}$$

$$\text{Caudal biomásico necesario} = \frac{10.576.800 \text{ kJ/h}}{13.647,52 \text{ kJ/kg}} = 775 \text{ kg/h}$$

Esta cantidad es la que se necesitaría si la caldera tuviese un rendimiento del 100%. Considerando un rendimiento del 87%, finalmente la cantidad de biomasa necesaria sería:

$$\text{Caudal biomásico necesario} = \frac{775 \text{ kg/h}}{0,87} = 890,8 \text{ kg/h}$$

$$\text{Consumo anual de combustible} = 7.126,42 \text{ toneladas}$$

- Para el ciclo Rankine con regeneración:

$$\text{Potencia necesaria} = 2.710 \text{ kW} * \frac{1 \text{ kJ/s}}{1 \text{ kW}} * \frac{3.600 \text{ s}}{1 \text{ h}} = 9.756.000 \text{ kJ/h}$$

$$\text{PCI} = 3.260,6 \text{ kcal/kg} * \frac{4,1855 \text{ kJ}}{1 \text{ kcal}} = 13.647,52 \text{ kJ/kg}$$

$$\text{Caudal biomásico necesario} = \frac{9.756.000 \text{ kJ/h}}{13.647,52 \text{ kJ/kg}} = 715 \text{ kg/h}$$

Considerando nuevamente un rendimiento del 87% para la caldera, la cantidad de biomasa necesaria sería:

$$\text{Caudal biomásico necesario} = \frac{715 \text{ kg/h}}{0,87} = 821,84 \text{ kg/h}$$

$$\text{Consumo anual de combustible} = 6.574,72 \text{ toneladas}$$

#### ***b) Cantidad de combustible disponible***

El número de hectáreas que se han tenido en cuenta para determinar la cantidad de combustible de biomasa disponible ha sido de 170.000, número de hectáreas acogidas a la denominación de origen “La Mancha”, siendo la denominación de origen con más viñedo inscrito en toda España.

La cantidad de sarmiento por cepa varía en función del tipo de cepa, pudiendo alcanzar los 10 kg en cepas de regadío y apenas llegando al kilogramo en cepas de espaldera. Se ha consultado a varios agricultores de la zona y se ha supuesto una media de 3 kg por cepa y de 3.000 cepas por hectárea. Por tanto:

$$\text{Nº de kilogramos} = \frac{3 \text{ kg}}{\text{cepa}} * \frac{3.000 \text{ cepas}}{\text{hectárea}} * 170.000 \text{ hectáreas} = 1,53 * 10^9 \text{ kg/año}$$

La central está diseñada para trabajar 8.000 horas anuales. Por lo tanto, la cantidad de combustible biomásico disponible será:

$$\text{Caudal biomásico disponible} = 1,53 * 10^9 \frac{\text{kg}}{\text{año}} * \frac{\text{año}}{8.000 \text{ horas}} = 191.250 \text{ (kg/h)}$$

$$\text{Consumo anual de combustible disponible} = 1.530.000 \text{ toneladas}$$

En conclusión, se podría confirmar la existencia de suficiente residuo agrícola para abastecer a la central, pues la planta demanda 6.574,72 toneladas anuales y se suponen en torno a 1.530.000 toneladas disponibles sólo de sarmientos de vid.

#### 4.2.2.4 Rendimientos de los ciclos

El rendimiento del ciclo viene definido por el cociente entre el trabajo neto del ciclo y la potencia absorbida por la caldera. El trabajo neto del ciclo será la diferencia entre el trabajo generado por la turbina y los consumos propios del ciclo, siendo los de las bombas los más significativos.

El rendimiento de la planta estará condicionado a su vez por el rendimiento de la caldera, suponiéndose éste en torno al 87%.

- Para el ciclo Rankine convencional

Rendimiento ciclo Rankine convencional		
<b>Rendimiento neto del ciclo (%)</b>	W-neto/Q-caldera (neta)	<b>34,07</b>
W-neto=(W-turbina)-(W-bomba) (kWe)		1.001
Q-caldera (kWt)		2.938
<b>Rendimiento de la planta (%)</b>	Rto neto del ciclo * Rto de la caldera	<b>29,64</b>
Rendimiento de la caldera (%)		87

Tabla 14. Rendimientos del ciclo Rankine convencional.

La Tabla 14 sintetiza los rendimientos alcanzados con la implementación de un ciclo Rankine convencional para las condiciones de diseño establecidas en la planta.

- Para el ciclo Rankine con regeneración

Rendimiento ciclo Rankine con regeneración		
<b>Rendimiento neto del ciclo (%)</b>	W-neto/Q-caldera (neta)	<b>37,04</b>
W-neto=(W-turbina)-(W-bomba) (kWe)		1.004
Q-caldera (kWt)		2.710
<b>Rendimiento de la planta (%)</b>	Rto neto del ciclo * Rto de la caldera	<b>32,23</b>
Rendimiento de la caldera (%)		87

Tabla 15. Rendimientos del ciclo Rankine con regeneración.

La Tabla 15 resume los rendimientos obtenidos al implementar el ciclo Rankine con regeneración. Como se está fijando la potencia generada por la turbina, las variaciones del ciclo Rankine afectarán al calor de aporte a la caldera y a los parámetros asociados a este aspecto. La implementación del ciclo Rankine con regeneración supondría por tanto una reducción del consumo anual de biomasa alrededor de 552 toneladas, en torno al 7,7%. Si se transforma esta cifra a un valor económico, según los datos publicados por el Plan de Energías Renovables 2011-2020, el coste de obtención de biomasa procedente de restos agrícolas se sitúa en un valor medio de 19,98 €/t, valor que se incrementa entre 1,5 y 2,2 para el precio de su venta, en función de los costes de transporte y porcentaje de humedad de la misma. Aunque la mejora del rendimiento del ciclo Rankine pueda parecer un incremento pequeño, en términos económicos podría suponer unos ahorros aproximados de entre 16.543,44€ y 24.263,71€ anuales.

En términos medioambientales también presentaría beneficios ya que la reducción de aporte de calor a la caldera implica la disminución de la cantidad de combustible quemado en la misma y por tanto el descenso de las emisiones contaminantes emitidas a la atmósfera.

La implementación del ciclo Rankine regenerativo sería por tanto una buena alternativa para realizar un uso eficiente de la energía, fomentando la protección del medio ambiente.

### 4.2.3. BALANCE DE AGUAS

#### 4.2.3.1 *Ciclo de potencia*

Como se ha visto en el apartado anterior, para el correcto funcionamiento del ciclo Rankine con regeneración será necesario el siguiente caudal de agua:

$$\dot{m}_{\text{Rankine}} = 1,04 \text{ kg/s}$$

#### 4.2.3.2 *Sistema de refrigeración*

Durante el proceso de refrigeración del fluido de trabajo que circula por el ciclo de potencia, es necesario tener en cuenta la reposición de un determinado caudal de agua como consecuencia de las pérdidas que se producen en la torre de refrigeración.

Utilizando la *Guía Técnica de Torres de Refrigeración* del IDAE, se han identificado las siguientes pérdidas y sus valores [31]:

- Pérdidas por evaporación. Corresponde a la fracción de agua que se evapora durante el intercambio de calor. Las pérdidas por evaporación se calculan a partir de la siguiente fórmula:

$$\dot{m}_{\text{evaporación}} = \frac{Q_{\text{condensador}}}{C_v}$$

Dónde,

$C_v$  = calor latente de vaporización del agua (estimado), 2.550KJ/kg.

$$\dot{m}_{\text{evaporación}} = \frac{1.706 \text{ kJ/s}}{2.550 \text{ kJ/kg}} = 0,67 \text{ kg/s}$$

- Pérdidas por arrastre. El aire de entrada que también fomenta a la refrigeración arrastra una cantidad de agua en forma de gotas durante el intercambio de calor. Las pérdidas de caudal por arrastre de gotas vienen definidas por la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{\text{arrastre}} = \dot{m}_{\text{refrigeración}} * k$$

$K$  = constante de arrastre. Su valor varía de 0,05% (límite establecido en el Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios de prevención y control de la legionelosis) hasta los valores que presentan los sistemas actuales de alta eficiencia, desde un 0,01% hasta un 0,002%.

A su vez, el caudal de agua que circula por el sistema de refrigeración vendrá definido por la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{\text{refrigeración}} = \frac{Q_{\text{condensador}}}{C_w * \Delta T}$$

Dónde,

$C_w$ = calor específico del agua, 4,186 kJ/kg

De apartados anteriores, se sabe que en el condensador se produce una disipación de 1.706 KW y el salto de temperatura se puede estimar en 5°C aproximadamente. Por tanto, el caudal másico del sistema de refrigeración será:

$$\dot{m}_{\text{refrigeración}} = \frac{1.706}{4,186 * 5} = 81,51 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_{\text{arrastre}} = 81,51 * 0,0001 = 0,008151 \text{ kg/s} = 0,01 \text{ kg/s}$$

Por otro lado, el caudal de agua destinado a purgas se define como:

$$\dot{m}_{\text{purga}} = \frac{\dot{m}_{\text{arrastre}} + \dot{m}_{\text{evaporación}}}{C_c - 1}$$

Siendo,

$C_c$ : número de los ciclos de concentración que viene dado a su vez por:

$$C_c = \frac{\text{nº de sólidos disueltos en el agua de recirculación}}{\text{nº de sólidos disueltos en el agua de aportación}}$$

Suponiendo unos valores del total de sólidos disueltos de 1.200 ppm para el agua de circulación y 500 ppm para el agua de aporte (valores de la guía del IDAE), entonces:

$$C_c = \frac{1.200}{500} = 2,4$$

$$\dot{m}_{\text{purga}} = \frac{0,67 + 0,01}{2,4 - 1} = 0,49$$

Por tanto, el caudal másico total que se deberá reponer por cada ciclo será:

$$\dot{m}_{\text{reposición}} = \dot{m}_{\text{arrastre}} + \dot{m}_{\text{evaporación}} + \dot{m}_{\text{purga}} = 1,17 \text{ kg/s}$$

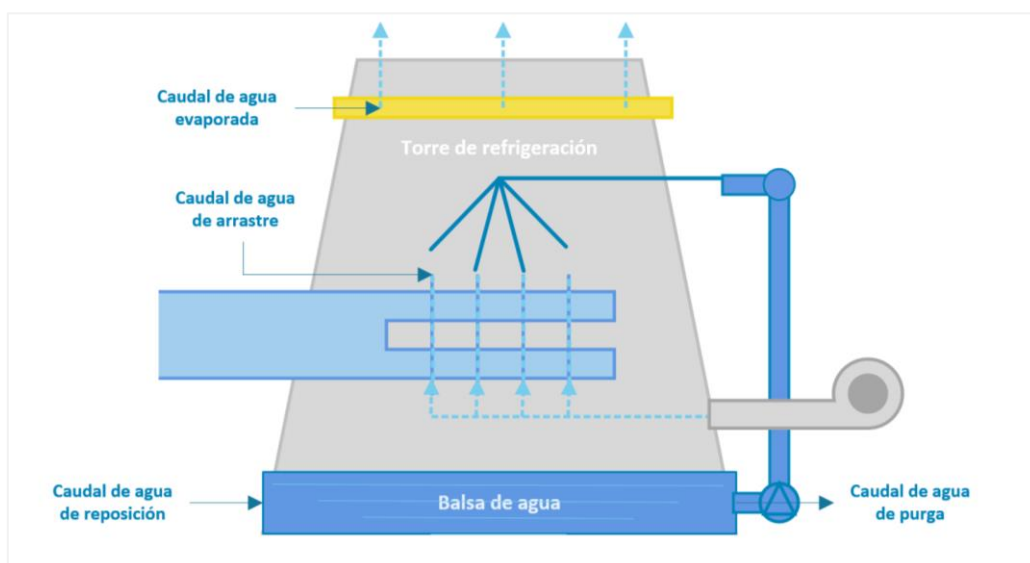


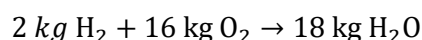
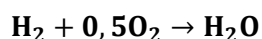
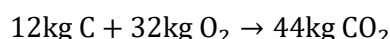
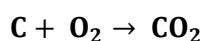
Figura 4.24. Caudales de agua de entrada y salida del sistema de refrigeración.  
Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

#### 4.2.4. BALANCE DE GASES

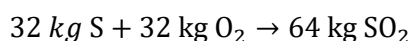
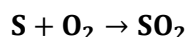
##### 4.2.4.1 *Cantidad de aire necesario para la combustión*

El análisis elemental de la biomasa permite calcular la cantidad de aire primario necesario para la combustión de la biomasa. Para este cálculo, tendremos en cuenta las siguientes suposiciones:

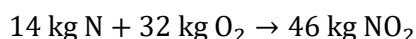
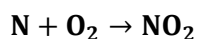
- Al producirse la combustión a temperaturas “bajas” de 450°C, no se producirá reducción alguna de monóxido de carbono (CO) o formación de hidrocarburos (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>). La combustión de la biomasa es un proceso que involucra principalmente al hidrógeno y carbono, formando las siguientes reacciones:



- El contenido de cenizas de la biomasa varía en función del tipo de biomasa, pudiendo llegar a ser 0,5% en base seca para algunas especies de pulpa de madera o hasta el 20% para algunos cereales. La composición de ceniza de las astillas se estima en torno al 2%. Por lo tanto, se supone que los elementos de la biomasa, el carbono, hidrógeno y nitrógeno, se oxidarán dando lugar a un 98% de gases y un 2% de cenizas [32].
- En la Tabla 16 se muestran los principales elementos con mayor presencia molecular en el combustible biomásico. Por lo tanto, la combustión de estos elementos dará las siguientes reacciones de oxidación:



Los contenidos de azufre en el combustible biomásico son muy bajos (por debajo del 1%) por lo que las emisiones no resultan especialmente alarmantes. Además, la formación de NO tiene lugar cuando interaccionan el oxígeno y el nitrógeno a temperaturas superiores a 1300°C, originándose por tanto en este caso:





Análisis elemental del combustible biomásico				
Componente	Vid (%)	Olivo (%)	Combinación (%)	Masa molecular (kg/kmol)
C	47,1	49,8	48,45	12
H <sub>2</sub>	5,7	6	5,85	2
O <sub>2</sub>	42,28	40,4	41,34	32
N	1,14	0,7	0,92	14
S	0,05	0,06	0,055	32

Tabla 16. Análisis elemental de los distintos combustibles.

Fuente: [33] [34].

Una vez considerados los puntos anteriores y el porcentaje de cada elemento de la mezcla de combustible que recoge la Tabla 16, la cantidad de oxígeno necesario en la combustión viene dada por la siguiente ecuación:

$$m_{O_{2\text{esteq.}}} = \sum_{\text{reactivos}} \left( \frac{\text{masa molar de } O_2}{\text{masa molar reactivo}} * \frac{\text{contenido reactivo}}{100} \right) * \% \text{ formación gases}$$

$$m_{O_{2\text{esteq.}}} = \left[ \left( \frac{32}{12} * \frac{C}{100} \right) + \left( \frac{32}{4} * \frac{H}{100} \right) + \left( \frac{32}{32} * \frac{S}{100} \right) + \left( \frac{32}{14} * \frac{N}{100} \right) \right] * \frac{98}{100}$$

$$m_{O_{2\text{esteq.}}} = \left[ \left( \frac{32}{12} * \frac{48,45}{100} \right) + \left( \frac{32}{4} * \frac{5,85}{100} \right) + \left( \frac{32}{32} * \frac{0,055}{100} \right) + \left( \frac{32}{14} * \frac{0,92}{100} \right) \right] * \frac{98}{100}$$

Además, la composición del aire en peso es de 23,3% de oxígeno y 76,7% de nitrógeno por lo que la masa de aire necesaria para la combustión será:

$$m_{\text{aire}} = 1,74 \text{ kg}_{O_2} / \text{kg}_{\text{biomasa}} * \frac{100 \text{ kg}_{\text{aire}}}{23,3 \text{ kg}_{O_2}} = 7,49 \text{ kg}_{\text{aire}} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

Teniendo en cuenta que 1 mol ocupa 22,4 litros, y por tanto 1 kmol ocupará 22.400 litros, que equivalen a 22,4m<sup>3</sup>, el cálculo de la cantidad de aire en volumen vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$V_{O_{2(\text{esteq.})}} = 22,4 * \left[ \left( \frac{1}{12} * \frac{C}{100} \right) + \left( \frac{1}{4} * \frac{H}{100} \right) + \left( \frac{1}{32} * \frac{S}{100} \right) + \left( \frac{1}{14} * \frac{N}{100} \right) \right] * 0,98$$

$$V_{O_{2(\text{esteq.})}} = 22,4 * \left[ \left( \frac{1}{12} * \frac{48,45}{100} \right) + \left( \frac{1}{4} * \frac{5,85}{100} \right) + \left( \frac{1}{32} * \frac{0,055}{100} \right) + \left( \frac{1}{14} * \frac{0,92}{100} \right) \right] * 0,98$$

$$V_{O_{2(\text{esteq.})}} = 1,22 \text{ m}^3 O_2 / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

Considerando que el aire está compuesto en volumen por un 79% de nitrógeno y un 21% de oxígeno aproximadamente, la cantidad de aire necesaria será:

$$V_{\text{aire(esteq.)}} = 1,22 \text{ m}^3 \text{ O}_2 / \text{kg}_{\text{biomasa}} * \frac{100 \text{ m}^3 \text{ aire}}{21 \text{ m}^3 \text{ O}_2} = 5,81 \text{ m}^3 \text{ aire} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

Sin embargo, suministrando sólo la cantidad de aire estequiométrico o teórico, no se produciría la oxidación completa de los reactivos y podrían aparecer inquemados de la combustión que son fundamentalmente el monóxido de carbono e hidrocarburos. Para asegurar la combustión completa del combustible biomásico y tratar de reducir la aparición de inquemados, es necesario que ésta se produzca en condiciones de exceso de aire, que correspondería a la diferencia entre el aire introducido en la caldera y el aire estequiométrico necesario para la reacción.

El coeficiente de exceso de aire es un término que varía de acuerdo a distintos parámetros de la combustión. Se puede estimar en 75% para combustibles sólidos, como sería para el presente caso de estudio. Finalmente, el volumen de aire real a inyectar vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$V_{\text{aire(real)}} = V_{\text{aire(esteq.)}} + \frac{\text{c. exceso (\%)}}{100} * V_{\text{aire(esteq.)}}$$

$$V_{\text{aire(real)}} = 5,81 + \frac{75}{100} * 5,81 = 10,17 \text{ m}^3 \text{ aire} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

#### 4.2.4.2 Gases de combustión. Emisiones a la atmósfera

Los gases emitidos a la atmósfera son los productos obtenidos en las reacciones químicas que se han indicado en el apartado anterior. Para el cálculo de sus valores se han tenido en cuenta las indicaciones recogidas en la *Guía Técnica de procedimiento de inspección periódica de eficiencia energética para calderas* elaborada por el IDAE [35], obteniendo los siguientes resultados:

$$\text{CO}_2 = \frac{44 \text{ kg de CO}_2}{12 \text{ kg de C}} * \frac{48,45}{100} * 0,98 = 1,74 \text{ kg} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

$$\text{H}_2\text{O} = \frac{18 \text{ kg de H}_2\text{O}}{4 \text{ kg de H}} * \frac{5,85}{100} * 0,98 = 0,26 \text{ kg} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

$$\text{NO}_2 = \frac{46 \text{ kg de NO}_2}{14 \text{ kg de N}} * \frac{0,92}{100} * 0,98 = 0,03 \text{ kg} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

$$\text{SO}_2 = \frac{64 \text{ kg de SO}_2}{32 \text{ kg de S}} * \frac{0,055}{100} * 0,98 = 0,001 \text{ kg} / \text{kg}_{\text{biomasa}}$$

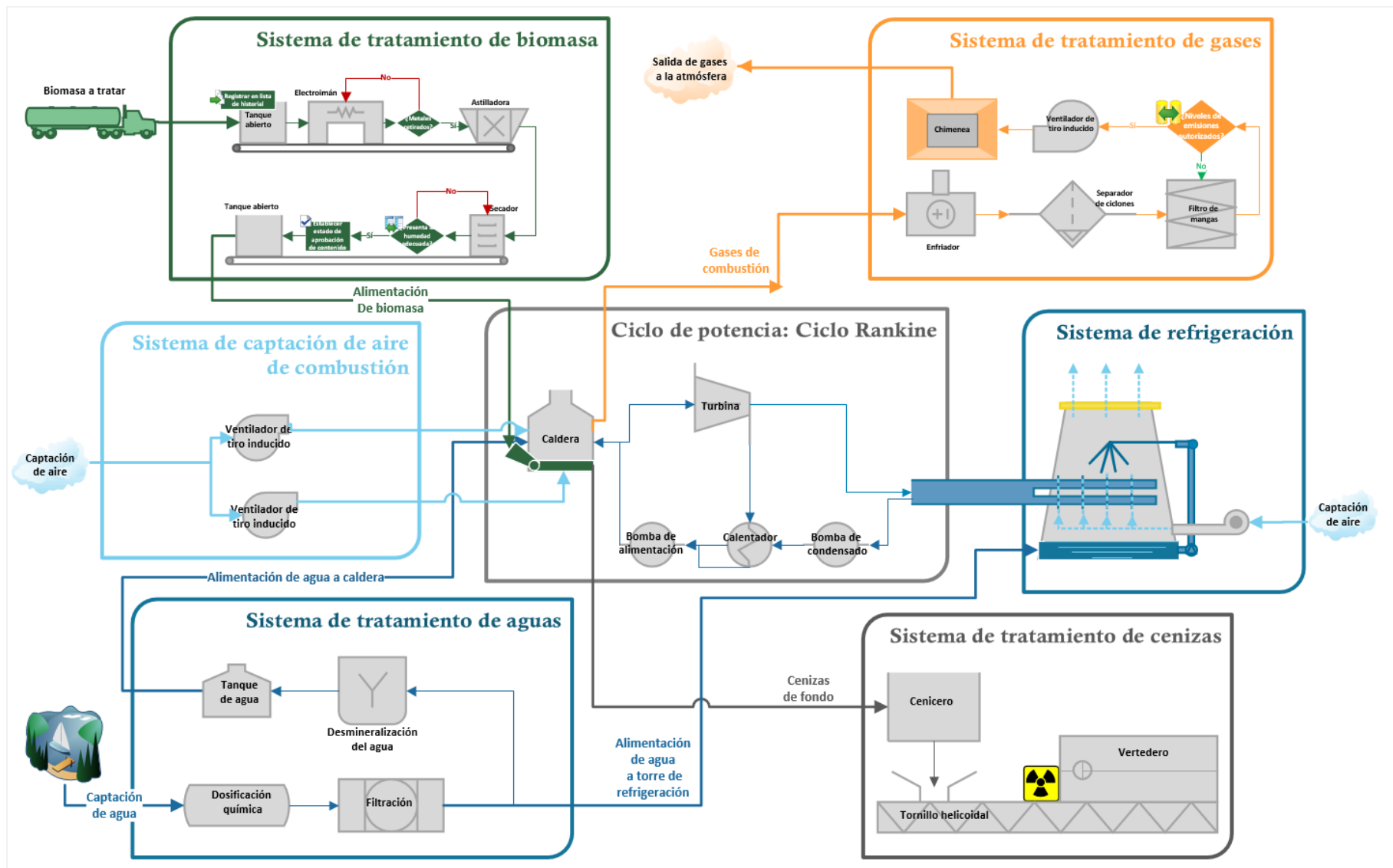


Figura 4.25. Esquema global de los sistemas de la central.

Fuente: elaboración propia (Microsoft Visio).

## CAPÍTULO 5. REGULACIÓN Y MARCO RETRIBUTIVO DE LA BIOMASA EN ESPAÑA

El marco retributivo a las energías renovables en España se ha ido modificando en función de los objetivos establecidos y la situación económica del país. Así, ya en 1997 se distinguía el régimen especial de generación eléctrica, retribuyendo a todas las instalaciones recogidas en dicho régimen con una prima o incentivo que fomentaba su implantación.

Esta incentivación permitió cumplir las expectativas de producción de energía a partir de sistemas alternativos a los combustibles fósiles, convirtiendo a España en un referente mundial en cuanto a energías renovables. Sin embargo, también tuvo un efecto negativo: la generación de un elevado déficit de tarifa que obligó a establecer nuevas medidas regulatorias, desapareciendo a partir del 2013 el régimen especial e introduciendo el régimen retributivo específico. El presente capítulo tiene como objetivo el estudio de la evolución del marco retributivo a las energías renovables desde que se produjese la liberalización de la actividad de generación en el año 1997.

### 5.1. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE BIOMASA

#### **Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, estableció un modelo basado en la liberalización de las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica. Con el objetivo de proteger el medio ambiente y garantizar un suministro eléctrico de calidad, se definió el denominado régimen especial de generación, que recogía aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que utilizaban recursos renovables como fuente de energía primaria y que recibían una retribución adicional, prima, a la del mercado [14].

Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos, se fijaron una serie de incentivos para aquellas instalaciones incluidas dentro del régimen especial que requiriesen de ellos para situarse en una posición de competencia en el mercado. Estos incentivos carecerían de límites temporales, ya que, debido a su elevado nivel tecnológico, la implantación de estas instalaciones implicaba altos costes que no les permitía situarse en una posición competitiva en el mercado frente al resto de tecnologías no renovables.

#### **Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración**

El Real Decreto 2818/1998 desarrolla la Ley 54/1997, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre.

El ámbito de aplicación establecido para el régimen especial de producción de electricidad recogía los siguientes tipos de instalaciones de generación [36]:

- a) Instalaciones de autoproducción que utilicen cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad.

- b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no combustibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante. Las instalaciones de biomasa se encuentran clasificadas dentro del presente grupo, siendo:
- b.1. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía solar.
  - b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica.
  - b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía geotérmica, energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas.
  - b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia no sea superior a 10 MW.
  - b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia sea superior a 10 MW y no supere los 50 MW.
  - b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa primaria; es decir el conjunto de materia vegetal de crecimiento menor de un año. Esta biomasa primaria puede utilizarse directamente o tras un proceso de transformación. Se entenderá como combustible principal aquel que represente como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria empleada, medida por el poder calorífico inferior.
  - b.7. Centrales que utilicen como combustible principal la biomasa secundaria; es decir el conjunto de residuos de una primera utilización de la biomasa, principalmente estiércoles, lodos procedentes de la depuración de aguas residuales, residuos agrícolas, forestales, biocombustibles y biogás. Se entenderá como combustible principal aquel que represente como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria empleada, medida por el poder calorífico inferior.
  - b.8. Centrales que además de utilizar energías incluidas en los grupos b.6 y b.7 anteriores, emplean combustibles convencionales, siempre que éstos últimos no representen más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- c) Instalaciones que utilicen como energía primaria los residuos.
- d) Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícolas, ganadero y de servicios con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW.

Los titulares de instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW inscritos definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial no tenían el deber de lanzar ofertas en el mercado mayorista, pudiendo acogerse a dos opciones diferentes a la hora de vender su producción de electricidad a las empresas de distribución:

1. Vender la energía producida al **precio horario medio del mercado** de producción, percibiendo además una **prima o incentivo**, recibiendo por tanto la siguiente retribución:

$$R = P_m + P_r + \pm ER$$

Donde,

- R: Retribución recibida. [Pesetas/kWh]
- P<sub>m</sub>: Precio de mercado.
- P<sub>r</sub>: Prima.

- ER: Complemento por energía reactiva. Si el factor de potencia de la energía cedida por el generador a la empresa distribuidora fuese superior a 0,9, el complemento resultaría en un pago para el productor, y si fuese inferior, un descuento.

Se establecieron en la fecha de publicación de dicho Real Decreto unas primas de 5,07 pesetas/kWh (30,4707 €/MWh) para las instalaciones pertenecientes al grupo b.6 de producción de energía eléctrica a partir de biomasa, y de 4,70 pesetas/kWh (28,247 €/MWh) para el grupo b.7, aunque estas primas serían actualizadas anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo a la variación del precio medio de la venta de electricidad.

2. Vender la energía optando por recibir un precio total para todas las horas, es decir, a **tarifa regulada**. Este precio variaría también en función de la tecnología, siendo para las instalaciones de biomasa:

- 10,83 pesetas/kWh (65,0883 €/MWh) para el grupo b.6.
- 10,46 pesetas/kWh (62,8646 €/MWh) para el grupo b.7.

De igual manera, estos valores serían actualizados anualmente de acuerdo al precio medio.

**Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**

En 2004 se publica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que deroga al Real Decreto 2818/1998 y pretende unificar y actualizar la normativa desarrollada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, con el objetivo de alcanzar la potencia instalada prevista en el Plan de fomento de las energías renovables para el 2010. Para ello, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por diferentes modos de venta de su producción de electricidad al distribuidor, además de tener prioridad de acceso a la red de transporte.

Los titulares de las instalaciones de energías renovables podrán elegir la opción de venta de la energía producida que más les convenga, teniendo dos opciones [37]:

- a) Vender la electricidad generada a **tarifa regulada**, única para todos los períodos de programación. Estaría expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.
- b) Vender la electricidad libremente en el mercado a través de un sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado. El titular recibirá el precio por la **venta** de energía que resulte en el **mercado** organizado, complementado por una prima. El resultado de la suma de ambos valores vendría también expresado en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Esta normativa incorporaba como novedad la percepción de un complemento por energía reactiva que se establecería de acuerdo a la categoría, grupo y subgrupo al que perteneciese la instalación.

		% Tarifa	% Prima	% Incentivo
Grupo b.6	Primeros 20 años	90	40	10
	A partir de los 20 años	80	40	10
Grupo b.7	Primeros 20 años	90	40	10
	A partir de los 20 años	80	40	10
Grupo b.8	Primeros 20 años	80	30	10
	A partir de los 20 años	80	30	10

Tabla 17. Tarifas, primas e incentivos para las instalaciones de biomasa según el RD 436/2004 [37].

La Tabla 17 recoge el porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia que definiría la retribución a recibir en caso de escoger la opción a) de venta de energía, o la prima a recibir en caso de elegir la opción b) para los grupos pertenecientes a la tecnología de biomasa. Cabe destacar que tanto la tarifa regulada como la prima a recibir carecerían de variación a lo largo de la vida de la planta, ya que los porcentajes serían prácticamente iguales para los primeros 20 años de servicio de la planta y para los años posteriores.

		Grupos b.6/b.7					
		Primeros 20 años			A partir de los 20 años		
Año	Tarifa Eléctrica de Referencia [€/MWh]	Tarifa regulada [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]	Tarifa regulada [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]
2004	72,072	64,865	28,829	7,207	57,658	28,829	7,207
2005	73,304	65,974	29,322	7,330	58,643	29,322	7,330
2006	76,588	68,929	30,635	7,659	61,270	30,635	7,659

Tabla 18. Evolución de la retribución recibida para las instalaciones de los grupos b.6 y b.7.

Fuente: Elaboración propia a partir de RD 436/2004 [37], RD 2392/2004 [38], RD 1556/2005 [39].

		Grupo b.8					
		Primeros 20 años			A partir de los 20 años		
Año	Tarifa Eléctrica de Referencia [€/MWh]	Tarifa regulada [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]	Tarifa regulada [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]
2004	72,072	57,658	21,622	7,207	57,658	21,622	7,207
2005	73,304	58,643	21,991	7,330	58,643	21,991	7,330
2006	76,588	61,270	22,976	7,659	61,270	22,976	7,659

Tabla 19. Evolución de la retribución recibida por las instalaciones del grupo b.8.

Fuente: Elaboración propia a partir de RD 436/2004 [37], RD 2392/2004 [38], RD 1556/2005 [39].

La Tabla 18 y la Tabla 19 muestran los valores numéricos referentes a las tarifas, primas e incentivos que recibirían las instalaciones de biomasa para el periodo 2004-2006, de acuerdo a la tarifa eléctrica de referencia establecida para cada año. Con este Real Decreto aún no se había diferenciado a las instalaciones por su potencia instalada, recibiendo todas ellas el mismo valor tanto de tarifa regulada, o en su caso, prima, independientemente de la potencia que las definiese.

### **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**

Debido a la evolución de los precios del mercado eléctrico durante los años 2004-2007, y a la necesidad de disminuir la dependencia energética exterior, se publica el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se deroga el Real Decreto 436/2004, estableciéndose una

nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, cuyo objetivo era conseguir un desarrollo sostenible, social y ambiental [15].

Para asegurar una determinada calidad en el suministro eléctrico, se establecen unos nuevos objetivos de potencia instalada a partir de energías renovables, de manera que el 30% aproximadamente del consumo bruto de electricidad derive de estas fuentes.

Con esta nueva normativa, los productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con una potencia instalada inferior a 50 MW seguirían teniendo dos opciones de venta de su producción energética:

- a) La venta de la energía producida a una **tarifa regulada**, siendo ésta única para todos los periodos de programación y cuyo valor variaría en función de la potencia instalada y el tipo de tecnología de la instalación. Esta tarifa estaría expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Algunos subgrupos del grupo b, entre ellos los grupos b.6, b.7 y b.8, que escogiesen esta opción, podrían acogerse al régimen voluntario de discriminación horaria para los periodos que se incluyen en la Tabla 20:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21h	21-24h	12-22h	22-24h
	0-11h		0-12h

Tabla 20. Periodos del régimen de discriminación horaria.

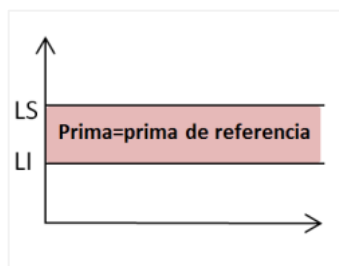
Fuente: Real Decreto 436/2004.

La tarifa regulada a percibir se calcularía como la tarifa regulada que le correspondiera a cada tipo de instalación multiplicada por 1,0462 para el periodo de punta y 0,9670 para el periodo de valle.

- b) La venta de energía directamente en el mercado o a través de un contrato bilateral, percibiendo por ello el **precio negociado en el mercado** más una **prima**. Estaría expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

No obstante, en este último caso se introduciría una novedad: una prima variable en función de los precios del mercado. Para ello, se establecería una prima de referencia y unos límites superior e inferior donde esta prima estaría acotada, de manera que se asegurase al inversor la cobertura de los costes de inversión en caso de que el precio de mercado fuese bajo, o en caso contrario, eliminando la prima cuando los precios en el mercado beneficiasen al inversor. La prima a recibir se calcularía de la siguiente forma:

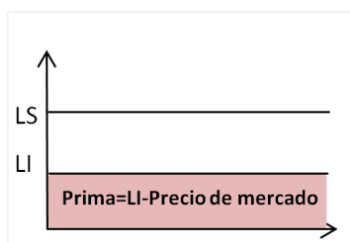
1)



Si la suma de la prima de referencia más el precio de mercado de referencia queda comprendido entre LS (límite superior) y LI (límite inferior), la prima a recibir será la prima de referencia establecida para esa hora.

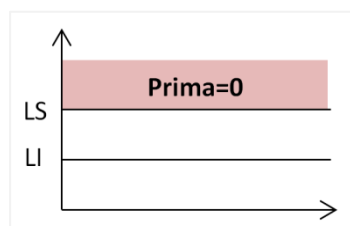


2)



Si la suma de la prima de referencia más el precio de mercado de referencia es igual o inferior al límite inferior, la prima a recibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio de mercado de referencia para esa hora.

3)



Si la suma de la prima de referencia más el precio de mercado de referencia es igual o superior al límite superior, la prima a recibir será cero.

Los propietarios de instalaciones de generación con una potencia instalada superior a 50 MW, a excepción de las hidroeléctricas, solo podrían optar por la opción de venta de energía en el mercado más la percepción de una prima. Esta prima correspondería a la de las instalaciones de 50 MW con la misma tecnología de generación, año de puesta en marcha y combustible, pero multiplicada por el siguiente coeficiente:

- $0,8 - [(Pot - 50) / 50] * 0,6$ , para las instalaciones hasta 100 MW
- 0,2 para el resto

La nueva regulación también incluía el otorgamiento de un **complemento por energía reactiva** para todas aquellas instalaciones de energía renovable, independientemente de la opción de venta de energía que escogiesen. Su valor se establecía en un porcentaje del valor de 7,8441 c€/kWh en función del factor de potencia con el que se entregase la energía. La Tabla 21 detalla los porcentajes de bonificaciones o penalizaciones que recibirían o pagarían los productores:

Tipo de factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación (%)		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Tabla 21. Valores porcentuales de bonificación/penalización en función del factor de potencia.

Fuente: Real Decreto 436/2007.

Además, aquellas instalaciones de cogeneración con una potencia instalada entre 50 MW y 100 MW, o de régimen especial que presentasen un nivel de eficiencia energética superior al establecido en el presente Real Decreto, recibirían también un **complemento por eficiencia**, cuya cuantía sería determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 * (1/REEminimo - 1/REEi) * Cmp$$

Siendo,

- *REEminimo*: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido. (30% para grupos b.6 y b.8)
- *REEi*: rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación.
- *Cmp*: coste unitario de la materia prima del gas natural (c€/kWh) publicado por el Ministerio de Industria.

				Actualización de la tarifa regulada [€/MWh]			
				2007	2008	2009	2010
b.6	b.6.1	P≤2MW	Primeros 15 años	158,89	164,213	169,642	168,096
			Más de 15 años	117,931	121,882	125,911	124,764
		P≥2MW	Primeros 15 años	146,59	151,501	156,509	155,084
			Más de 15 años	123,47	127,606	131,825	130,624
	b.6.2	P≤2MW	Primeros 15 años	125,71	129,921	134,216	132,994
			Más de 15 años	84,752	87,591	90,487	89,663
		P≥2MW	Primeros 15 años	107,54	111,143	114,817	113,771
			Más de 15 años	80,66	83,362	86,118	85,334
	b.6.3	P≤2MW	Primeros 15 años	125,71	129,921	134,216	132,994
			Más de 15 años	84,752	87,591	90,487	89,663
		P≥2MW	Primeros 15 años	118,294	122,257	126,299	125,148
			Más de 15 años	80,66	83,362	86,118	85,334

Tabla 22. Actualización de la tarifa regulada para el grupo b.6.

Fuente: RD 661/2007 [15], ITC/3860/2007 [40], ITC/3801/2008 [41], ITC/3519/2009 [42].

La Tabla 22 muestra cómo ha evolucionado la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.6. Con este Real Decreto ya se diferencia la tarifa a percibir por el inversor en función de la potencia instalada que definía la instalación. Se observa como la tarifa regulada era más favorable para las instalaciones con una potencia instalada  $P \leq 2\text{MW}$ ; esto se debe a economías de escala, pues las instalaciones con mayor potencia generarán cantidades de electricidad mayores y los costes se amortizarán antes. Además, se aprecia como a partir de los 15 años de la puesta en marcha de la instalación la tarifa regulada disminuiría un porcentaje importante, al considerarse que para entonces la instalación habría cumplido su vida útil regulatoria y los costes de inversión habrían sido amortizados.

				Actualización de la prima de referencia [€/MWh]			
				2007	2008	2009	2010
b.6	b.6.1	P≤2MW	Primeros 15 años	115,294	119,156	127,888	126,723
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000
		P≥2MW	Primeros 15 años	100,964	104,346	112,588	111,562
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000
	b.6.2	P≤2MW	Primeros 15 años	82,114	84,865	92,462	91,620
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000
		P≥2MW	Primeros 15 años	61,914	63,988	70,895	70,249
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000
	b.6.3	P≤2MW	Primeros 15 años	82,114	84,865	92,462	91,620
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000
		P≥2MW	Primeros 15 años	72,674	75,109	82,383	81,633
			Más de 15 años	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla 23. Actualización de la prima de referencia para el grupo b.6.

Fuente: RD 661/2007 [15], ITC/3860/2007 [40], ITC/3801/2008 [41], ITC/3519/2009 [42].

Por su parte, la Tabla 23, recoge la actualización anual de la prima de referencia para las instalaciones pertenecientes al grupo b.6. En caso de acogerse a esta opción de venta de energía, las instalaciones solo percibirían los ingresos procedentes de la venta de energía en el mercado a partir de los 15 años desde su puesta en servicio, sin derecho a recibir la prima a partir de entonces.

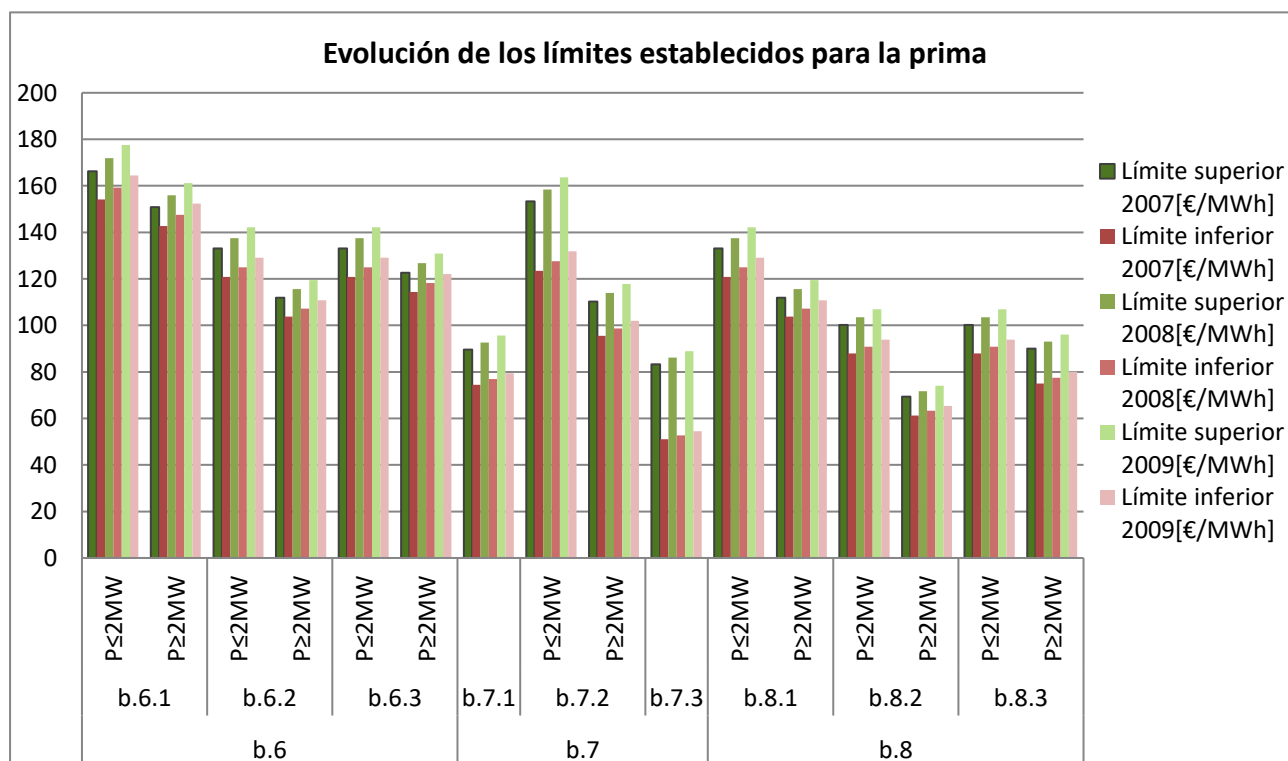


Figura 5.1. Evolución de los límites superior e inferior establecidos para la prima.

Fuente: Elaboración propia a partir de Real Decreto 661/2007 [15], ITC/3860/2007 [40], ITC/3801/2008 [41].

En la Figura 5.1 se puede apreciar más nítidamente el mayor apoyo económico a las instalaciones de potencia inferior durante la ejecución del Real Decreto 661/2007, ya que, para los tres tipos de grupos asociados a la tecnología de biomasa, aquellas instalaciones con una

$P \leq 2\text{MW}$  tenían asignados unos límites de la prima superiores a los de las instalaciones con mayor potencia. Se observa además como a lo largo del desarrollo de esta normativa, el apoyo financiero a las instalaciones crecería, al ir aumentando linealmente los límites anualmente.

**Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social**

Durante los siguientes años se desarrolló un desajuste entre las tarifas reguladas, fijadas por la Administración, y los costes reales asociados a dichas tarifas, conocido como déficit tarifario, cuyo valor llegó a superar los 4.600 millones de euros en 2009. Con esta situación como contexto, que comprometía tanto la sostenibilidad económica del sistema, por su impacto en la tarifa eléctrica, como la sostenibilidad técnica, se aprobó el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, a fin de revisar las tarifas asociadas a las distintas tecnologías y alcanzar la estabilidad financiera del sistema.

Se creó además el Registro de pre-asignación de retribución, que permitía conocer la situación presente en el momento en cuanto al número de instalaciones que se encontraban proyectadas o en ejecución, su potencia y el impacto de su puesta en marcha en los costes de la tarifa eléctrica. La inscripción a este registro sería una condición necesaria la percepción del régimen retributivo establecido en el Real Decreto 661/2007.

**Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**

Una de las modificaciones que realizaba el Real Decreto 1565/2010 era el artículo 18 del Real Decreto 661/2007, donde establecía la obligación de adscripción de todas las instalaciones de potencia igual o superior a 10 MW a centros de control, además del envío de telemedidas de las instalaciones en tiempo real al operador del sistema para garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico, siendo condición imprescindible para la percepción de la prima. Los costes asociados al mantenimiento e instalación de los centros de control correrían a cargo de los generadores de régimen especial inscritos a estos centros de control.

Por otro lado, se modificaba el porcentaje de bonificación o penalización correspondiente por energía reactiva, siendo el **complemento a recibir por energía reactiva más desfavorable** para una situación óptima de acuerdo a las normativas anteriores. La Tabla 24 muestra los nuevos valores porcentuales de bonificación y penalización asociados a este complemento.

Rango del factor de potencia	Bonificación por cumplimiento %	Penalización por incompleto %
Obligatorio	0,00	3,00
Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo	4,00	0,00

Tabla 24. Porcentajes de energía reactiva en función de del rango de potencia.  
Fuente: Real Decreto 1565/2010.

Como en regulaciones anteriores, el complemento por energía reactiva se establecería como un porcentaje de un valor actualizado anualmente, establecido en 8,2954€/kWh a fecha de publicación del Real Decreto, en función del factor de potencia con el que se entregase la energía.

Además, el Real Decreto 661/2007 establecía que todas aquellas instalaciones con tecnologías similares a las del grupo b, excepto la hidroeléctrica, con una potencia instalada superior a los 50 MW, tendrían derecho a complementar el régimen retributivo producto de la venta de energía en el mercado eléctrico con una prima. No obstante, en el presente Real Decreto, **quedaría restringido el ámbito de aplicación**, siendo no aplicable esta prima a las tecnologías solares termoeléctricas, eólicas e hidroeléctricas. La prima a recibir sería la misma que recibirían las instalaciones con las mismas características -grupo, subgrupo, fecha de puesta en marcha y combustible- pero en este caso, con una potencia instalada de 50 MW y multiplicadas por los siguientes coeficientes:

- $0,8 - [(Pot - 50) / 50] * 0,6$ , para las instalaciones hasta 100 MW
- 0,2 para el resto

### **Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico**

Debido al impacto que seguirían generando las energías renovables sobre el sistema tarifario, se aprobaría el Real Decreto-ley 14/2010, con el que se establecerían medidas para que desde el momento de su aprobación no pudiese surgir déficit tarifario.

En primer lugar, una de las medidas que se adoptarían sería la obligación de pagos por el uso de la red de transporte y distribución por parte de los productores de electricidad. Se establecería un **peaje de acceso** de 0,5 €/MWh a partir del 1 de enero de 2011.

Otra de las medidas más significativas que incluiría este nuevo marco regulatorio a fin de acabar con el déficit tarifario sería la **reducción del número de horas anuales con derecho a prima de las instalaciones fotovoltaicas**. A modo de compensación, se les prolongaría el plazo con derecho a la percepción de retribuciones de los primeros 25 años a los 28, aunque esto supusiera la disminución de la rentabilidad de la tecnología fotovoltaica hasta un 30%.

### **Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética**

Continuando en un contexto de déficit tarifario en el sistema eléctrico, la aprobación de la Ley 15/2012 supondría la aparición de una nueva figura tributaria en el sistema fiscal español, el **Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE)**, definido como *un tributo de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barra de central*.

Este impuesto nacería para compensar tanto las elevadas inversiones necesarias para posibilitar el vertido de la energía producida por las instalaciones de producción en las redes de transporte, como para compensar los efectos medioambientales y los costes de mantenimiento asociados al suministro energético. El IVPEE tendría un valor fijo del 7% de la facturación de las empresas generadoras, sin posibilidad de exención para aquellas instalaciones cuya actividad supusiese menor impacto ambiental.

## 5.2. RETRIBUCIÓN ACTUAL: REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO

### 5.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Con el objetivo de garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y consolidar la evolución de las regulaciones hasta la fecha, se publica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos [43].

En las anteriores normativas, se había establecido una relación entre ser propietario de una instalación de energía renovable y tener el derecho a recibir un régimen económico primado por ello. Con la aprobación de este Real Decreto, donde se considera que las tecnologías renovables son suficientemente maduras para competir con el resto de energías no renovables sin necesidad de sistemas de apoyo, desaparecen los conceptos de régimen ordinario y régimen especial. No obstante, aparece un nuevo concepto conocido como **régimen retributivo específico**.

Los factores a tener en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico a recibir por una instalación a lo largo de su vida regulatoria serán:

- Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- Los costes estándar de explotación.
- El valor estándar de la inversión inicial.

Bajo este nuevo marco normativo vigente, aparece además el concepto de **rentabilidad razonable**, definido como *el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial*. La suma de la retribución por venta al mercado y de la retribución específica debería cubrir los costes de las instalaciones y obtener, a su vez, esta rentabilidad razonable cuya cuantía se fijaría en 7,4% para el primer periodo regulatorio.

### 5.2.2. INSTALACIONES TIPO

Para poder asignar el régimen retributivo a cada instalación, se definirá un conjunto de instalaciones tipo en función de la tecnología y otras características técnicas como la potencia instalada que servirán como modelo para nuevas instalaciones. A cada instalación tipo se le otorgará un código de identificación.

Los parámetros retributivos más relevantes que le corresponderán a cada instalación tipo para la determinación del régimen retributivo correspondiente serán:

- Retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ).
- Retribución a la operación ( $R_o$ ).
- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. ( $I_{inv}$ ).
- Vida útil regulatoria.
- Número de horas de funcionamiento mínimo.
- Umbral de funcionamiento.

- Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.
- Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado.
- Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, serán necesarios otros parámetros necesarios para calcular los anteriores:

- Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- Estimación del precio de mercado diario e intradiario.
- Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción.
- Otros ingresos de explotación definidos en el artículo 24.
- Estimación del coste futuro de explotación.
- Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- Valor neto del activo.

### 5.2.3. RÉGIMEN RETRIBUTIVO

El régimen retributivo estará formado por los ingresos procedentes de la venta de energía en el mercado y, cuando proceda, de un término por unidad de potencia cuyo objetivo será cubrir aquellos costes de inversión y explotación de la instalación que no vayan a ser recuperados mediante la venta de energía en el mercado de electricidad. Además, los inversores podrán recibir un incentivo siempre y cuando sus instalaciones supongan una reducción de los costes de los sistemas de los territorios no peninsulares, cuyo valor se determinará en función de los costes que genere.

Se establecerán periodos regulatorios consecutivos de seis años, compuestos a su vez por dos semiperiodos regulatorios de tres años en los cuales se realizarán revisiones de los parámetros retributivos.

El régimen retributivo estaría desglosado en los parámetros que se observan en la Figura 5.2:



Figura 5.2. Régimen retributivo del Real Decreto 413/2014.

Fuente: elaboración propia.



- Régimen retributivo a la inversión

La retribución a la inversión tiene como objetivo compensar aquellos costes de inversión que no vayan a ser recuperados mediante la venta de energía en el mercado durante la vida útil regulatoria de la instalación. La retribución a la inversión se calcula mediante la fórmula:

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

Dónde,

- $Rinv_{j,a}$ : Retribución a la inversión anual por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo en el año “a”, cada año del semiperiodo regulatorio “j”. [€/MW].
- $C_{j,a}$ : Coeficiente de ajuste de la instalación tipo. Representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por venta de energía en el mercado.
- $VNA_{j,a}$ : Valor neto del activo por unidad de potencia para la instalación tipo al inicio del semiperiodo regulatorio “j”, para el año “a”. [€/MW].
- $t_j$ : Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad establecida en el semiperiodo regulatorio “j”. Se encuentra expresada en tanto por uno.
- $VR_j$ : Vida residual de la instalación tipo al inicio del semiperiodo regulatorio “j” para alcanzar su vida útil regulatoria.

- Régimen retributivo a la operación

La retribución a la operación por unidad de energía de la instalación, se calcula de forma que, sumada a la estimación de ingresos de explotación, iguale a los costes de explotación estimados por unidad de energía generada en la instalación tipo.

- Régimen retributivo por venta de energía al mercado eléctrico

Se establecerán para cada tipo de instalación dos límites superiores denominados LS1 y LS2, siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2, siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado.

Si el precio medio anual de mercado diario e intradiario está fuera de estos límites, se genera un saldo que puede ser positivo o negativo. Este saldo se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado. Su cálculo para el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”, se haya de acuerdo a la Figura 5.3:

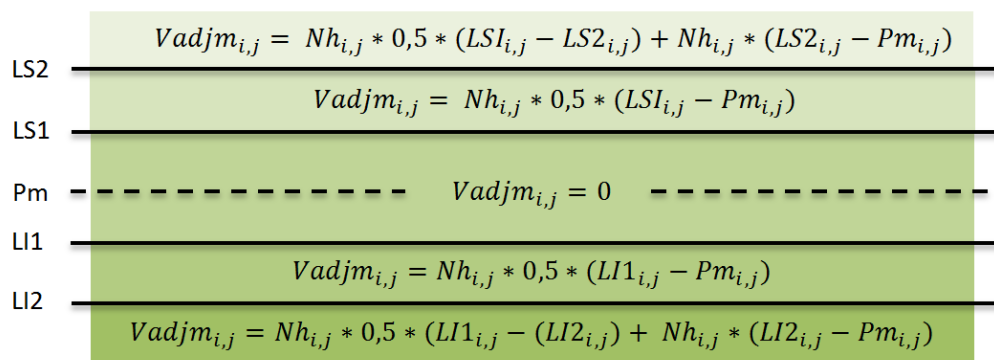


Figura 5.3. Cálculo del valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado.

Fuente: elaboración propia.

Así, por ejemplo, si el precio medio anual del mercado diario e intradiario del año “i” es mayor que LI1 y menor que LS1, el valor de ajuste por desviaciones será nulo.

Dónde,

- $Vadjm_{i,j}$ : Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año “i”, del semiperiodo regulatorio “j”. [€/MW].
- $Nh_{i,j}$ : Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo para el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”. [h].
- $Pm_{i,j}$ : Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”. [€/MWh].

• Régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma

Se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción eléctrica en un determinado periodo, como el cociente entre la energía vendida (kWh) y la potencia instalada.

Los ingresos anuales del régimen retributivo específico de una instalación se ajustarán dependiendo del número de horas equivalentes de funcionamiento.

Si el número de horas equivalentes de funcionamiento se sitúa entre el umbral de funcionamiento y el mínimo de horas equivalentes de la instalación tipo en el año, se reducirán proporcionalmente los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico. De esta manera se multiplicará el valor de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico por el coeficiente “d”, cuyo valor se calculará:

$$d = \frac{Nh_{inst} - Uf}{Nh_{min} - Uf}$$

Dónde:

- $Nh_{inst}$ : Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación. [h].
- $U_f$ : Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año. [h].
- $Nh_{min}$ : Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año. [h].

#### 5.2.4. INSTALACIONES HÍBRIDAS

Como se ha visto durante el capítulo anterior, las instalaciones de biomasa admiten el uso de varios combustibles durante su funcionamiento, en cuyo caso se considera que la instalación es híbrida. El Real Decreto 413/2014 establece que aquellas instalaciones que incluyan dos o más de los combustibles mencionados en los grupos b.6 y b.8, y que en su conjunto supongan más del 90% de la energía primaria utilizada, tendrán derecho a percibir el régimen retributivo específico.

En caso de poseer este tipo de instalaciones, definidas como Hibridación tipo 1, se deberá detallar el tipo, porcentaje de participación y cantidad anual empleada (toneladas/año) de cada combustible que participa en la generación de electricidad, así como su poder calorífico (kcal/kg).

La energía generada en este tipo de instalaciones se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$E_{ri} = E \frac{C_i}{C_b}$$

Siendo:

- $E_{ri}$ : Energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir de la utilización del combustible de los grupos b.6 y b.8.
- $E$ : Energía eléctrica total vendida en el mercado de producción generada a partir de todos los combustibles
- $C_i$ : Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).
- $C_b$ : Energía primaria total procedente de todos los combustibles.

Una vez conocida la cantidad de energía generada, se aplicará la siguiente ecuación para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación:

$$Ing_{Ro} = \sum_1^i Ro_i * E_{ri}$$

Siendo,

- $Ing_{Ro}$ : Ingresos procedentes de la retribución a la operación que le corresponden a una instalación híbrida con tecnología biomásica.
- $Ro_i$ : Retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente al combustible i de los grupos b.6 y b.8.

## CAPÍTULO 6. ESTUDIO Y COMPARACIÓN DE LAS RETRIBUCIONES A LA TECNOLOGÍA DE LA BIOMASA

En este capítulo se analizará en primer lugar la Orden Ministerial IET/1045/2014, que tiene como objetivo fijar los parámetros retributivos definidos en el Real Decreto 413/2014.

Posteriormente, se examinarán dos casos de estudio correspondientes a dos instalaciones que utilizan biomasa como fuente primaria, con el fin de estudiar el apoyo económico que recibirían desde su puesta en marcha, de acuerdo a la normativa vigente desde entonces.

### 6.1. ORDEN MINISTERIAL IET/1045/2014

La Orden Ministerial IET/1045/2014 tiene como objeto la aprobación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo definidas en el Real Decreto 413/2014 para el primer semiperiodo regulatorio. Una de las novedades que se incluiría en la orden es que cada periodo regulatorio tendría una duración de seis años, pero cada tres años se revisarían los parámetros retributivos. Por tanto, y según la orden, el primer semiperiodo regulatorio estaría comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016 [44].

En primer lugar, la Orden Ministerial IET/1045/2014, incluye una serie de tablas análogas a la que se muestra en la Figura 6.1, que recogen el código que define a las 1.273 instalaciones tipo clasificadas en la Orden (110 para los grupos b.6, b.7 y b.8), en función del grupo al que pertenece, el combustible empleado, el año de puesta en marcha y otros aspectos técnicos. La vida útil regulatoria considerada para las plantas oscilará de los 30 años para las instalaciones fotovoltaicas a los 20 años para la eólica, pasando por los 25 años para la biomasa, termosolar, hidráulica y cogeneración.

Para mostrar las pautas de seguimiento de esta Orden Ministerial, se va a mostrar un caso específico, la instalación **IT-00839**, que será objeto de estudio en el capítulo 7.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código instalación Tipo
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2009	IT-00838
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2010	IT-00839
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2011	IT-00840
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2012	IT-00841
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2013	IT-00842
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2014	IT-00843
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2015	IT-00844
b.6	b.6.1 / b.6.2 / b.6.3	-	Cualquier potencia	b.6	-	-	-	-	2016	IT-00845

Figura 6.1. Clasificación de las instalaciones de biomasa según el Real Decreto 413/2014.

Fuente: IET/1045/2014 [44].

Una vez identificado el código de la instalación tipo, aparecerían distintas tablas con las retribuciones a percibir por la instalación con dicho código de identificación para el año 2013. Los valores de las retribuciones se estimarían de acuerdo a los siguientes criterios:

- **Retribución a la inversión.** Se considerarían los equipos principales nuevos, incluyendo sistemas electromecánicos, de regulación y control, equipos de medida y líneas de conexión y otros. Este valor sería fijo a lo largo de la vida útil regulatoria de la instalación.

- Retrribución a la operación. Se considerarían los costes asociados a la generación eléctrica de cada tecnología -costes de seguros y gastos de administración-, incluyendo todos los impuestos aprobados en regulaciones anteriores -peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica-.
- Horas de funcionamiento de cada instalación. Se tomarían como base las horas anuales según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retrribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (**) (h)
IT-00839	25	111.889	50,530	3.045	600	200
IT-00840	25	117.091	49,285	3.045	600	200
IT-00841	25	124.831	48,811	3.045	600	200
IT-00842	25	131.000	47,165	-	-	-
IT-00849	25	126.043	42,531	3.045	600	200
IT-00850	25	101.181	41,917	3.045	600	200

Figura 6.2. Tabla con la retribución correspondiente a la segunda mitad del año 2013.

Fuente: IET/1045/2014 [44].

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retrribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)
IT-00836	25	1,0000	209.928	54,126	6.500	3.000
IT-00837	25	1,0000	217.291	54,211	6.500	3.000
IT-00838	25	1,0000	230.244	54,361	6.500	3.000
IT-00839	25	1,0000	238.827	54,460	6.500	3.000
IT-00840	25	1,0000	249.932	53,201	6.500	3.000

Figura 6.3. Tabla con la retribución correspondiente a los años 2014-2016.

Fuente: IET/1045/2014 [44].

Como se observa en la Figura 6.2 y en la Figura 6.3, el número de horas máxima anuales a tener en cuenta para la percepción de la retribución a la operación es mayor para los años 2014-2016 que para el año 2013. Esto se debe a que el Real Decreto 413/2014 entró en vigor en junio de 2013, estimándose 3.045 horas de funcionamiento entre los meses de junio a diciembre de 2013. Este límite horario impuesto afectaría en gran medida a las instalaciones de valorización de biomasa, pues son instalaciones diseñadas para trabajar en torno a 8.000 horas anuales.

Por último, aparece para cada instalación tipo, un resumen anual indicando los costes de combustible anuales estimados, así como los costes de explotación e ingresos por venta de

electricidad, similar al de la Figura 6.4. Estos valores se han estimado a partir de los siguientes criterios:

- Precio de mercado para el primer semiperiodo regulatorio. Se establecería a partir de la media aritmética de las cotizaciones de los contratos negociados en OMIP durante la última mitad del año 2013. Sobre este precio se aplicarían unos coeficientes de apuntalamiento (0,9643 para tecnologías que utilicen como combustible principal biomasa) para obtener los precios del mercado eléctrico en función de cada tecnología de generación.
- Costes de combustible. Para los grupos b.6 y b.8 se considerará un incremento anual del 1% a partir del 2014. Para el grupo b.7 el coste de combustible considerado será cero.

Código de identificación:

IT-00839

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)

2.683.000

Vida Útil Regulatoria (años):

25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por predo de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.) Futuro
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	
	€/t	€/MWh <sub>e</sub>	€/MWh <sub>e</sub>	€/MWh <sub>e</sub>	€/MWh <sub>e</sub>		h netas	h netas	
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	45,23	30,46	-	123,84	-	-	6.078	-	-
2012	45,68	31,32	-	129,51	-	-	6.689	-	-
2013	46,14	40,66	41,20	128,96	49,46	-	3.966	3.045	-
2014	46,60	-	41,58	-	46,49	-	-	6.500	-
2015	47,07	-	41,97	-	47,75	-	-	6.500	-
2016	47,54	-	42,35	-	47,97	-	-	6.500	-
2017	48,02	-	42,75	-	50,14	-	-	6.500	-

Figura 6.4. Caracterización de la instalación tipo IT-00839 durante su explotación.  
Fuente: IET/1045/2014 [44].

## 6.2. COMPARACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO A PARTIR DE DISTINTOS CASOS DE ESTUDIO

Una vez comprendido tanto el procedimiento de formación de las retribuciones como el método de seguimiento y estudio de la Orden Ministerial IET/1045/2014 y de las anteriores regulaciones, en este apartado se procede a ilustrar dos casos de estudio diferentes con la finalidad de apreciar mejor la evolución del régimen retributivo explicado anteriormente y sus tendencias.

Para los casos de estudio, se ha considerado una instalación de generación a partir de biomasa cuyas características, que corresponden a las de la instalación estudiada en el capítulo de diseño de los parámetros básicos de una planta de valorización de biomasa, se enumeran a continuación y cuya única variable será el año de puesta en marcha de la misma.

- La instalación pertenece al subgrupo b.6 definido en el Real Decreto 2818/1998 y el Real Decreto 413/2014, y al subgrupo b.6.2 de acuerdo con el Real Decreto 661/2007, ya que el combustible principal de la planta son sarmientos de vid y olivo.
- Potencia instalada: 1 MW.
- Horas de funcionamiento: 8.000 horas anuales.
- Producción total anual: 8.000 MWh.

Además, es importante considerar algunos puntos para el cálculo de la retribución:

- El análisis comparativo se realiza hasta el 31 de diciembre de 2016, fecha en la que acaba el primer semiperiodo regulatorio del Real Decreto 413/2014, debido a la inexistencia de datos reales del nuevo semiperiodo regulatorio que dio comienzo en enero de 2017.
- Se calculará siempre la máxima retribución a percibir, teniendo en cuenta el precio medio del mercado diario anualmente, y la bonificación máxima a recibir como complemento por energía reactiva.
- A fin de apreciar en los gráficos la repercusión económica de la normativa vigente, Real Decreto 413/2014, se ha gráfico la curva que representaría el régimen retributivo a percibir durante los años 2014, 2015 y 2016 de acuerdo con el Real Decreto 661/2007, suponiendo estos valores como continuidad del valor retributivo establecido en 2013.

## CASO 1- PUESTA EN MARCHA EN 2002

En primer lugar, se estudia una instalación con las características mencionadas anteriormente y con año de explotación en 2002.

Año	Regulación	Opción A: venta a precio de mercado				Opción B: tarifa fija	
		Precio medio mercado <sup>1</sup>		Prima <sup>2</sup>		Tarifa regulada <sup>3</sup>	
		€/MWh	€/año	€/MWh	€/año	€/MWh	€/año
2002	Real Decreto 2818/1998	37,39	299.120	30,4707	243.765,6	65,0883	520.706,4
2003		28,95	231.600	30,4707	243.765,6	65,0883	520.706,4
2004	Real Decreto 436/2004	27,93	223.440	36,036	288.288	64,865	518.920
2005		53,68	429.440	36,652	293.216	65,974	527.792
2006		50,53	404.240	38,294	306.352	68,929	551.432
2007	Real Decreto 661/2007	42,19	337.520	82,14	657.120	125,71	1.005.680
2008		64,43	515.440	84,865	678.920	129,921	1.039.368
2009		36,96	295.680	92,462	739.696	134,216	1.073.728
2010		37,01	296.080	91,62	732.960	132,994	1.063.952
2011		49,93	399.440	93,528	748.224	135,763	1.086.104
2012		47,23	377.840	96,113	768.904	139,515	1.116.120
2013		-	-	-	-	139,476	1.115.808

Tabla 25. Comparación de las retribuciones para la instalación de 2002.

La Tabla 25 muestra el desglose de la retribución a percibir en función de optar por la opción A -vender la electricidad a precio de mercado complementado por una prima-, o la opción B, -vender la energía a un precio fijo para todas las horas-.

Los resultados mostrados en Tabla 25 se calculan de la siguiente manera, ejemplificando para tal propósito el año 2011:

- **Opción A: venta a precio de mercado**

$$\text{Precio medio mercado} = 49,93 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 8.000 \text{ MWh} = 399.440 \text{ €/año}$$

$$\text{Prima} = 93,528 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 8.000 \text{ MWh} = 748.224 \text{ €/año}$$

- **Opción B: venta a tarifa regulada**

$$\text{Tarifa regulada} = 135,763 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 8.000 \text{ MWh} = 1.086.104 \text{ €/año}$$

<sup>1</sup> Precio medio interanual de la casación del mercado diario. OMIE [11].

<sup>2</sup> Los valores de la prima corresponden a los valores establecidos para la prima según el RD 2818/1998, a la suma de la prima más incentivo de acuerdo el RD 436/2004, y a la prima de referencia de acuerdo el RD 661/2007.

<sup>3</sup> La tarifa regulada variaría de acuerdo al RD 2818/1998 para los años 2002-2003; en función de la tarifa eléctrica de referencia establecida en el RD 436/2004, RD 2392/2004, RD 1556/2005 para los años 2004-2006, y en función de RD 661/2007, ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, ITC/3353/2010, IET/3586/2011 y IET/221/2013 para los años siguientes respectivamente.



Año	Regulación	Energía Reactiva		Peaje de acceso		Retribución total	
		€/MWh	€/año	€/MWh	€/año	Opción A (€)	Opción B (€)
2002	Real Decreto 2818/1998	-	-	-	-	542.885,6	520.706,4
2003		-	-	-	-	475.365,6	520.706,4
2004	Real Decreto 436/2004	4,32432	34.594,56	-	-	511.728	553.514,56
2005		4,39824	35.185,92	-	-	757.841,92	562.977,92
2006		4,59528	36.762,24	-	-	747.354,24	588.194,24
2007	Real Decreto 661/2007	4,70646	37.651,68	-	-	1.032.291,68	1.043.331,68
2008		4,86414	38.913,12	-	-	1.233.273,12	1.078.281,12
2009		5,02302	40.184,16	-	-	1.075.560,16	1.113.912,16
2010		3,31816	26.545,28	-	-	1.055.585,28	1.090.497,28
2011		3,38724	27.097,92	-0,5	-4.000	1.170.761,92	1.109.201,92
2012		3,48088	27.847,04	-0,5	-4.000	1.170.591,04	1.139.967,04
2013		3,47992	27.839,36	-0,5	-4.000	-	1.139.647,36

Tabla 26. Comparación de la retribución total recibida en función de la opción elegida para la instalación de 2002.

El complemento por energía reactiva se calcularía como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entregue la energía de un valor actualizado anualmente. Como se ha explicado anteriormente, se ha optado por calcular la bonificación máxima a recibir por energía reactiva, siendo del 6% hasta el año 2009, y del 4% a partir de entonces, de acuerdo con el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre. Así, por ejemplo, para el año 2007, se estableció un valor de 7,8441 c€/kWh, al que habría que aplicarle un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entregase la energía. Considerando el caso óptimo:

$$C. \text{energía reactiva (2007)} = 7,8441 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} * 0,06 = 0,470646 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 4,71 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Con el Real Decreto-Ley 14/2010, nacería un peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para todo productor que participase en la generación de energía, cuyo valor se establecería en 0,5€/MWh a partir de 2011.

La retribución total a recibir se ha calculado como la retribución económica a percibir en función de la opción de venta de energía elegida, añadiéndole el complemento por energía reactiva y restándole el peaje de generación cuando proceda, es decir:

- **Opción A: venta a precio de mercado**

$$\text{Retribución total} = \text{precio medio mercado} + \text{prima} + \text{e. reactiva} - \text{p. acceso}$$

$$\begin{aligned} \text{Retribución total} &= 399.440 + 748.224 + 27.097,92 - 4.000 \\ &= 1.170.761,92 \text{ €/año} \end{aligned}$$

- **Opción B: venta a tarifa regulada**

$$\text{Retribución total} = \text{tarifa regulada} + \text{e. reactiva} - \text{p. acceso}$$

$$\text{Retribución total} = 1.086.104 + 27.097,92 - 4.000 = 1.109.201,92 \text{ €/año}$$

Sin embargo, con el nuevo Impuesto sobre el valor de producción de la energía eléctrica (IVPEE) introducido a partir de la Ley 15/2012, habría que descontar un 7% al total de la retribución económica a percibir. De esta manera, por ejemplo, la retribución en el año 2013 sería 1.059.872,045€, en lugar de 1.139.647,36€.

El código de la instalación tipo asociado al caso de estudio para el cálculo de la retribución de acuerdo al Real Decreto 413/2014 es **IT-00831**.

		Retribución por venta		Retribución específica					Retribución total anual
		Precio medio mercado		Retribución a la inversión		Nº máx. horas (Ro)	Retribución a la operación		
Año	Regulación	€/MWh	€/año	€/MW	€/año	h	€/MWh	€/año	€/año
2013	Real Decreto 413/2014	49,46	395.680	122.281	122.281	3.045	55,302	168.394,6	686.355,59
2014		49,49	395.920	261.008	261.008	6.500	59,277	385.300,5	1.042.228,5
2015		47,45	379.600	261.008	261.008	6.500	59,277	385.300,5	1.025.908,5
2016		47,97	383.760	261.008	261.008	6.500	59,277	385.300,5	1.030.068,5

Tabla 27. Retribución de la instalación de 2002 de acuerdo al RD 413/2014.

La Tabla 27 recoge los valores económicos recibidos en función de la venta de energía en el mercado, de los costes de inversión y de los costes de operación. Aunque en el presente caso de estudio, el número de horas de funcionamiento sea de 8.000 horas anuales, la instalación solo tendría derecho a percibir el valor retributivo a la operación para 6.500 horas.

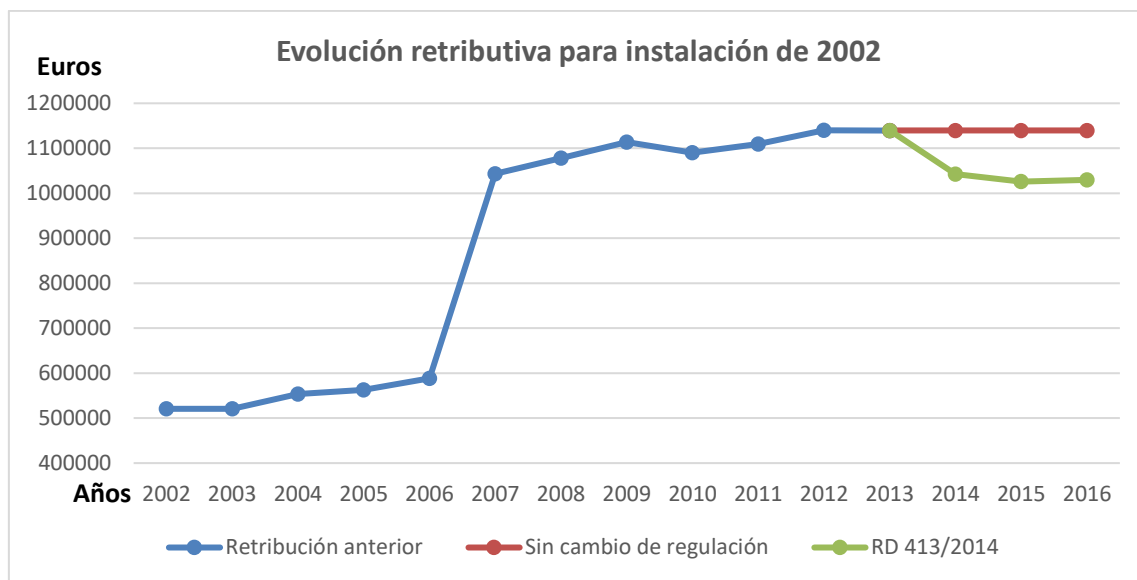


Figura 6.5. Evolución retributiva para una instalación del grupo b.6 con puesta en marcha en 2002.

La Figura 6.5 muestra el impacto directo de la aprobación del Real Decreto 436/2014 sobre la retribución económica a percibir, suponiendo un descenso próximo a los 100.000€ anuales, en torno al 10% menos, de los años 2013 a 2014.

## CASO 2- PUESTA EN MARCHA EN 2006

El segundo caso de estudio correspondería a una instalación con año de explotación en 2006. Dicha planta estaría sujeta a lo relativo al Real Decreto 436/2004 hasta la mitad de año del 2007, donde pasaría a estar regulada bajo el Real Decreto 661/2007.

Año	Regulación	Opción A: venta a precio de mercado				Opción B: tarifa fija	
		Precio medio mercado		Prima/Prima+Incentivo		Tarifa regulada	
		€/MWh	€/año	€/MWh	€/año	€/MWh	€/año
2006	Real Decreto 436/2004	50,53	404.240	38,294	306.352	68,929	551.432
2007		42,19	337.520	38,822	310.576	69,8796	559.036,8
	Real Decreto 661/2007	42,19	337.520	82,14	657.120	125,71	1.005.680
2008		64,43	515.440	84,865	678.920	129,921	1.039.368
2009		36,96	295.680	92,462	739.696	134,216	1.073.728
2010		37,01	296.080	91,62	732.960	132,994	1.063.952
2011		49,93	399.440	93,528	748.224	135,763	1.086.104
2012		47,23	377.840	96,113	768.904	139,515	1.116.120
2013		-	-	-	-	139,476	1.115.808

Tabla 28. Comparación de las retribuciones para la instalación de 2006.

Año	Regulación	Energía Reactiva		Peaje de acceso		Retribución total	
		€/MWh	€	€/MWh	€	Opción A (€)	Opción B (€)
2006	Real Decreto 436/2004	4,59528	36.762,24	-	-	747.354,24	588.194,24
2007		4,70646	37.651,68	-	-	685.747,68	596.688,48
2008	Real Decreto 661/2007	4,86414	38.913,12	-	-	1.233.273,12	1.078.281,12
2009		5,02302	40.184,16	-	-	1.075.560,16	1.113.912,16
2010		3,31816	26.545,28	-	-	1.055.585,28	1.090.497,28
2011		3,38724	27.097,92	-0,5	-4.000	1.170.761,92	1.109.201,92
2012		3,48088	27.847,04	-0,5	-4.000	1.170.591,04	1.139.967,04
2013		3,47992	27.839,36	-0,5	-4.000	-	1.139.647,36

Tabla 29. Comparación de la retribución total recibida en función de la opción elegida para la instalación de 2006.

Como se observa en las tablas anteriores, tanto para la opción de venta a tarifa fija como para la opción de venta a precio de mercado más prima, el Real Decreto 661/2007 favoreció mucho más el desarrollo de la tecnología renovable, aumentando la retribución a percibir en más de casi 500.000€.

A partir de junio de 2013, con el cambio de normativa, la instalación comenzaría a estar retribuida bajo lo establecido en el Real Decreto 413/2014. El código de la instalación tipo asociado al caso de estudio para el cálculo de la retribución de acuerdo al Real Decreto 413/2014 es IT-00835.

		Retribución por venta		Retribución específica					Retribución total anual
		Precio medio mercado		Retribución a la inversión	Nº máx. horas (Ro)	Retribución a la operación			
Año	Regulación	€/MWh	€/año	€/MW	€/año	h	€/MWh	€/año	€/año
2013	Real Decreto 413/2014	49,46	395.680	107.558	107.558	3.045	51,86	157.913,7	661.151,7
2014		49,49	395.920	229.582	229.582	6.500	55,804	362.726	988.228
2015		47,45	379.600	229.582	229.582	6.500	55,804	362.726	971.908
2016		47,97	383.760	229.582	229.582	6.500	55,804	362.726	976.068

Tabla 30. Retribución de la instalación de 2002 de acuerdo al RD 413/2014.

Con la nueva normativa, dejarían de existir los complementos por energía reactiva y eficiencia, así como todos los peajes de acceso a la red e impuestos sobre el valor de la producción de energía eléctrica. Todos estos complementos e impuestos que dejarían de existir, serían los considerados para establecer el valor a recibir asociado a la retribución a la operación.

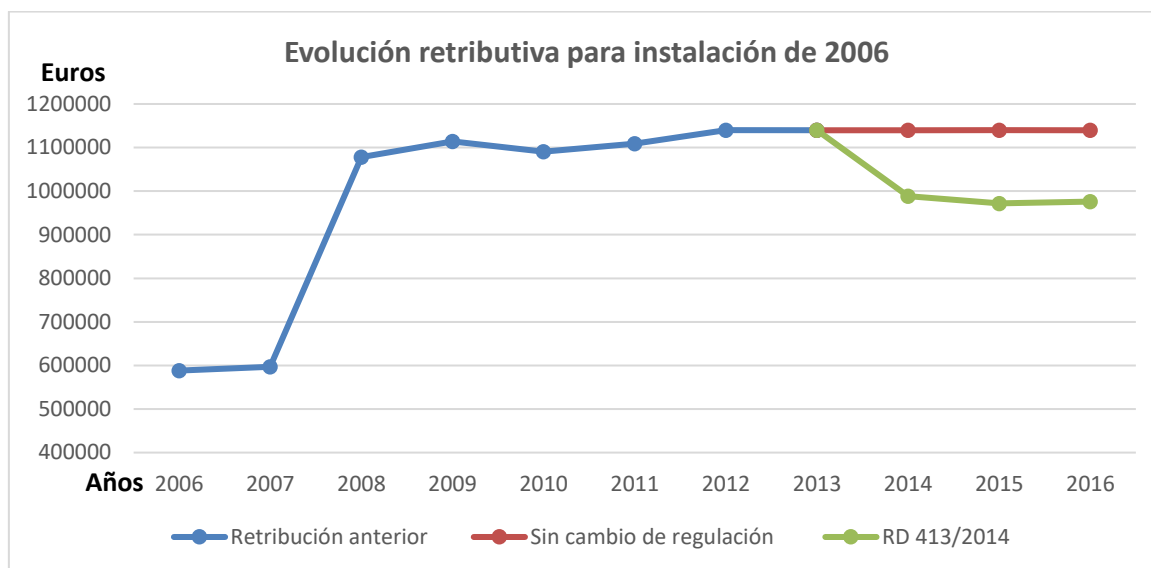


Figura 6.6. Evolución retributiva de una instalación del grupo b.6 con puesta en marcha en 2006.

En este caso, para una instalación con 2006 como fecha de puesta en marcha, la aprobación del Real Decreto 436/2014 supondría descensos de la retribución económica de 150.000€ anuales del año 2013 al 2014, próximos al 15%, suponiendo que el año 2013 hubiese sido calculado únicamente de acuerdo al Real Decreto 661/2007 y escogiendo como opción de retribución la venta a tarifa regulada.

## CAPÍTULO 7. APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE UNA PLANTA DE BIOMASA

### 7.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES Y POSIBILIDADES DEL PROGRAMA

En este capítulo se presenta la aplicación informática diseñada en GUIDE, ProBiomasa 1.0, con el objetivo de calcular y analizar la retribución de una planta de biomasa destinada a producir electricidad. Este análisis incluye la obtención tanto de una tabla como de un gráfico de barras con los que se pueden observar mejor las variaciones de la retribución de la planta en estudio, como consecuencia de los cambios regulatorios durante los últimos años en España.

El usuario debe de introducir unos parámetros de entrada a partir de los cuales se calculará la retribución a percibir por el propietario de la planta de biomasa:

- **Tipo de instalación**
  - b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.
  - b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinería.
  - b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.
- **Potencia instalada. [MW]**
- **Año de puesta en marcha de la instalación.**
- **Número de horas de funcionamiento anuales.**
- **Opción de retribución**
  - Opción A: venta de energía generada a precio de mercado complementado por una prima.
  - Opción B: venta de energía generada a tarifa regulada.

Una vez introducidos estos datos por el usuario, aparecerán como datos de salida los siguientes elementos:

- **Gráfico de barras.** Éste graficará la retribución a percibir (sin incluir peajes o complementos por energía reactiva) a lo largo de los años desde que entrase la planta de generación en explotación.
- **Tabla.** Estará formada por cuatro filas fijas que se corresponden a la retribución, el complemento por energía reactiva, el peaje de generación y el resultado de sumar los tres elementos anteriores. Cada columna corresponderá a un año diferente y el número de columnas será variable en función del año de puesta en marcha de la instalación.

## 7.2. MANUAL DEL USUARIO


Al ejecutar la aplicación “ProBiomasa.exe”, aparecerá la primera interfaz de la aplicación informática. En esta interfaz aparece el nombre del programa, el logo que lo identifica y dos botones, tal y como muestra la Ilustración 12. Se ha pretendido diseñar una aplicación cuyo uso resulte intuitivo al usuario y ofrezca ayuda informativa siempre que sea necesario.

El nombre del programa “ProBiomasa 1.0” simplemente deriva de la unión de “Programa” y “Biomasa” acompañado de “1.0” ya que el programa podría estar sujeto a modificaciones y rectificaciones que actualizarían dicha versión.

Dado que la biomasa se trata de un recurso renovable en el que a partir de residuos u otros se genera electricidad, se ha decidido incorporar un logo que haga referencia al principio de renovación y aprovechamiento.



Ilustración 12. Interfaz de inicio de Probiomasa 1.0.


Para explicar los distintos botones del programa y las ventanas a las que lleva cada uno de ellos, se ha decidido enumerar cada botón del programa con un recuadro  y explicar a continuación sus posibilidades:

1. “Acerca de”. Al pulsar este botón se abrirá la interfaz que aparece en la Ilustración 13, conocida como “Información”, en la que se explica el objeto de esta aplicación informática:

**Información**

La aplicación informática "ProBiomasa 1.0" ha sido desarrollada como parte del siguiente TFG:

- Título: Generación eléctrica con biomasa. Evolución de la retribución nacional de este tipo de tecnología.
- Autor: Elena María Puente Aranda.
- Grado: Ingeniería en Tecnologías Industriales.
- Departamento: Ingeniería Eléctrica.
- Universidad: Universidad Carlos III de Madrid.



Universidad  
Carlos III de Madrid

2

Volver

Ilustración 13. Interfaz informativa de ProBiomasa 1.0

2. "Volver". Pulsando este botón en cualquier interfaz del programa se retrocederá a la interfaz anterior "TFG-Elena Maria Puente Aranda".
3. "Comenzar". Una vez que se pulsa este botón, se abrirá la interfaz principal del programa, correspondiente a la Ilustración 14, "Datos a introducir por el usuario".

Datos a introducir por el usuario

Introduzca los datos que se solicitan a continuación respecto a la instalación de la que desea conocer la retribución:

TIPO DE INSTALACIÓN:  

Seleccione tipo de instalación

POTENCIA INSTALADA [MW]:  

2

AÑO DE PUESTA EN MARCHA:  

2008


HORAS DE FUNCIONAMIENTO:  

8000

OPCIÓN DE RETRIBUCION:  

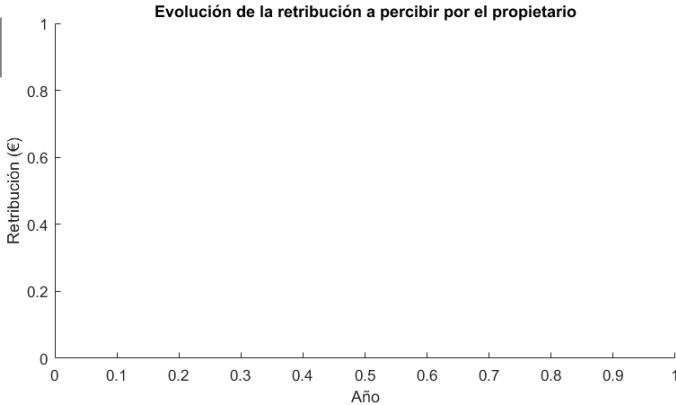
Seleccione opción

TRABAJO FIN DE GRADO  
ELENA MARIA PUENTE ARANDA  
2017



Universidad  
Carlos III de Madrid

**Evolución de la retribución a percibir por el propietario**



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Retritución											
Complemento Reactiva											
Peaje de acceso											
Total											

Ilustración 14. Interfaz principal de ProBiomasa 1.0

En esta interfaz, el usuario deberá introducir los parámetros correspondientes a la planta de biomasa de la que desea conocer la evolución de su retribución, teniendo como variables las citadas al inicio de este capítulo.

**TIPO DE INSTALACIÓN:**

Seleccione tipo de instalacion ▼

Seleccione tipo de instalacion

Grupo b.6.1

Grupo b.6.2

Grupo b.6.3

Ilustración 15. Tipos de instalación de estudio de ProBiomasa 1.0.

**OPCIÓN DE RETRIBUCIÓN**

Seleccione opción ▼

Seleccione opción

Opción A

Opción B

Ilustración 16. Opciones de retribución a elegir de ProBiomasa 1.0.

Las opciones factibles de cálculo de retribución en función del tipo de instalación serán las que se muestran en la ventana izquierda, donde cada grupo viene explicado pulsando el botón “Ayuda” por el usuario.

En cuanto a la opción de retribución, la “Opción A” hará referencia a optar por vender la energía generada a precio de mercado complementado por una prima, mientras que la “Opción B” se referirá a vender la energía generada a tarifa regulada. Esto también se especifica en la interfaz “Ayuda al usuario”. El poder elegir la opción de retribución sólo estaría vigente hasta el 2014, ya que con la entrada del Real Decreto 413/2014 desaparecerían el régimen primado.

4. “Ayuda”. Dado que los nombres que clasifican las plantas de biomasa no son intuitivos para los propietarios y de igual manera los tipos de retribución, se ha incorporado una interfaz que explique al usuario a qué hace referencia esta clasificación.

**Ayuda al usuario**


**1. Sobre el tipo de instalación:**

- Grupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.
- Grupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinería.
- Grupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

**2. Sobre la opción de retribución:**

**(Nótese que a partir del 2013 no se puede elegir la opción de retribución a percibir).**

- Opción A: Venta de electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, recibiendo el precio del mercado complementando por una prima.
- Opción B: Venta a tarifa regulada, única para todos los periodos de programación.

 Universidad Carlos III de Madrid

**VOLVER**

Ilustración 17. Interfaz “Ayuda al usuario”.



5. “Calcular”. Una vez que se hayan introducido los parámetros de entrada del programa, al pulsar este botón aparecerán los resultados tanto en el gráfico como en la tabla. Es importante considerar las restricciones del programa que se explican a continuación antes de mandar calcular retribuciones.

### 7.2.1. RESTRICCIONES DEL PROGRAMA

Caben destacar dos restricciones importantes que presenta el programa:

#### 1. AÑO DE PUESTA EN MARCHA

La aplicación informática ha sido diseñada para calcular el régimen retributivo durante los años 2002-2016, de manera que si en el año de puesta en marcha de la instalación (dato a introducir por el usuario) se introdujese un año no perteneciente a este rango, el programa dará error. El motivo de ello es que en el año 2017 ha comenzado un nuevo semiperiodo regulatorio que viene determinado por otros parámetros de los cuales aún no se conoce información suficiente como para poder aplicarlo al programa.

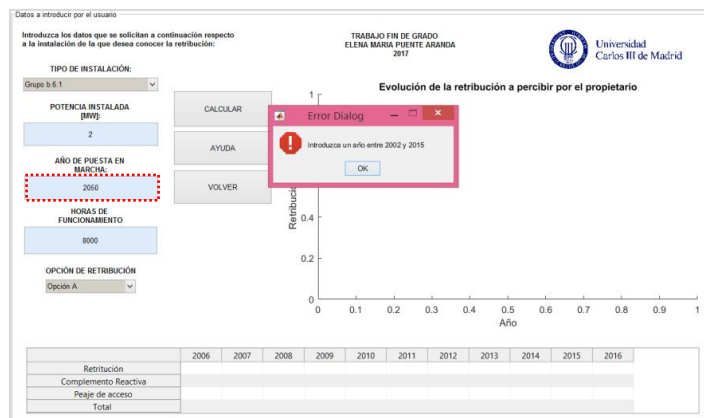


Ilustración 18. Limitaciones de años de ProBiomasa 1.0.

#### 2. OPCIÓN DE RETRIBUCIÓN

Es obligatorio elegir una opción de retribución a elegir (Opción A/Opción B) ya que durante el periodo 2002-2013 la retribución variaba en función de las mismas, aunque durante el período 2014-2016 cambiase el régimen retributivo desapareciendo estas opciones. Si no se elige una opción, el programa presentará error:

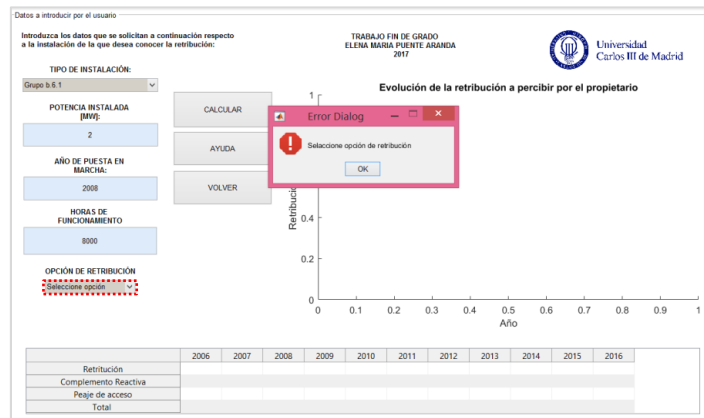


Ilustración 19. Limitaciones de opción de ProBiomasa 1.0.

### 7.3. ESPECIFICACIÓN DETALLADA DE TODOS LOS CÁLCULOS

Todos los cálculos referentes al programa se encuentran en el Anexo I a la presente memoria. Sin embargo, se considera importante explicar tres singularidades que exhibe el programa:

1. Año 2007. El Real Decreto 661/2007 entró en vigor en mayo de 2007, por tanto, durante ese año convivieron tanto el Real Decreto 436/2004 como el Real Decreto 661/2007. Para el cálculo de retribución de este año, se ha decidido calcular 5/12 partes de año – meses de enero a mayo- de acuerdo a la legislación vigente, es decir, al Real Decreto 436/2004, y 7/12 partes de año – meses de junio a diciembre- de acuerdo al Real Decreto 661/2007.
2. Año 2013. Durante este año convivirían también dos normativas diferentes, por un lado, el Real Decreto 661/2007 y por otro lado el Real Decreto 413/2014. Por tanto, este año se dividiría también en dos periodos y se calcularía cada uno de ellos de acuerdo a un Real Decreto diferente. Dado que el Real Decreto 413/2014 entró en vigor el 6 de junio, en este caso se ha calculado la primera mitad de año de acuerdo a la legislación vigente y la segunda mitad de año de acuerdo a la nueva legislación.

Además, es importante señalar que, durante el año 2013, la opción A de retribución (venta a precio de mercado + prima) no estaría disponible para los propietarios de las instalaciones, por lo que, si en el programa se escoge la Opción A, el año 2013 sólo facilitará para la primera mitad de año los ingresos procedentes de la venta de energía a precio de mercado, sin tener en cuenta la prima al considerarse ésta nula.

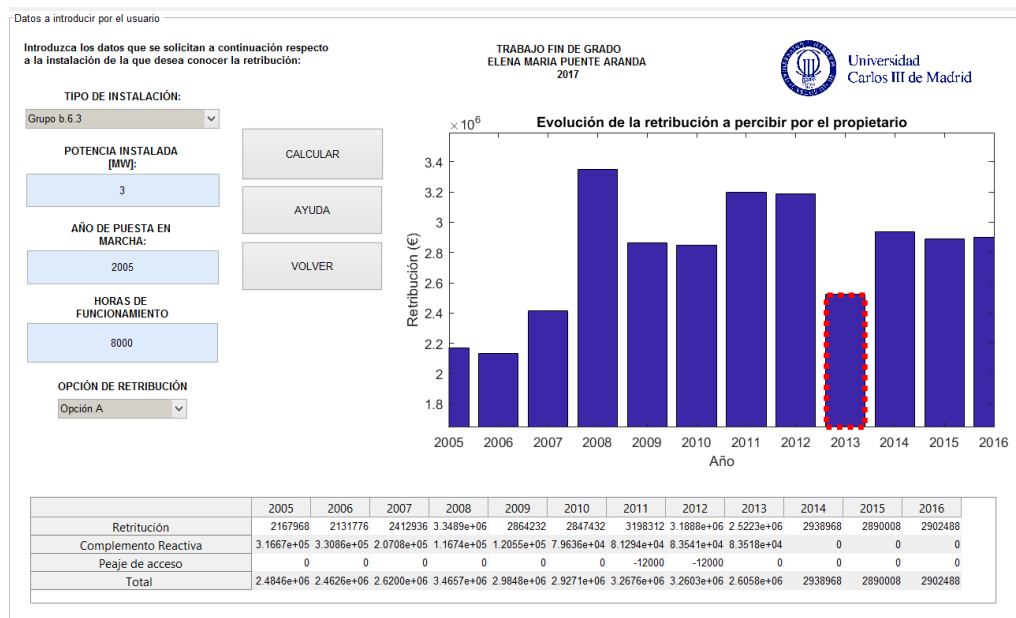


Ilustración 20. Peculiaridad "ProBiomasa 1.0".

## 7.4. ESTUDIO DE CASOS PRÁCTICOS

Para poder analizar cómo ha afectado la entrada de las nuevas legislaciones a las instalaciones, se van a estudiar distintos casos de estudio que corresponden a plantas cuya fecha de puesta en marcha es previa a la aprobación de los principales Reales Decretos que se han estudiado anteriormente.

### CASO 1- PUESTA EN MARCHA EN 2002

Para el primer caso de estudio se ha elegido una instalación con las siguientes características:

- Tipo de instalación: Grupo b.6.1 (centrales cuyo combustible principal proviene de cultivos energéticos).
- Potencia instalada: 1 MW.
- Año de puesta en marcha: 2002.
- Horas de funcionamiento: 8.000 horas anuales.
- Opción de Retribución: Opción A (venta a precio de mercado + prima).

Una vez introducido los parámetros de diseño que caracterizan la plantan, se pulsa el botón “Calcular” y aparecerá un gráfico de barras que muestra la evolución de la retribución a percibir en función del año. Paralelamente, aparece una tabla que incluye la retribución, el complemento por energía reactiva, los peajes de acceso cuando correspondan y el total a percibir por el usuario.

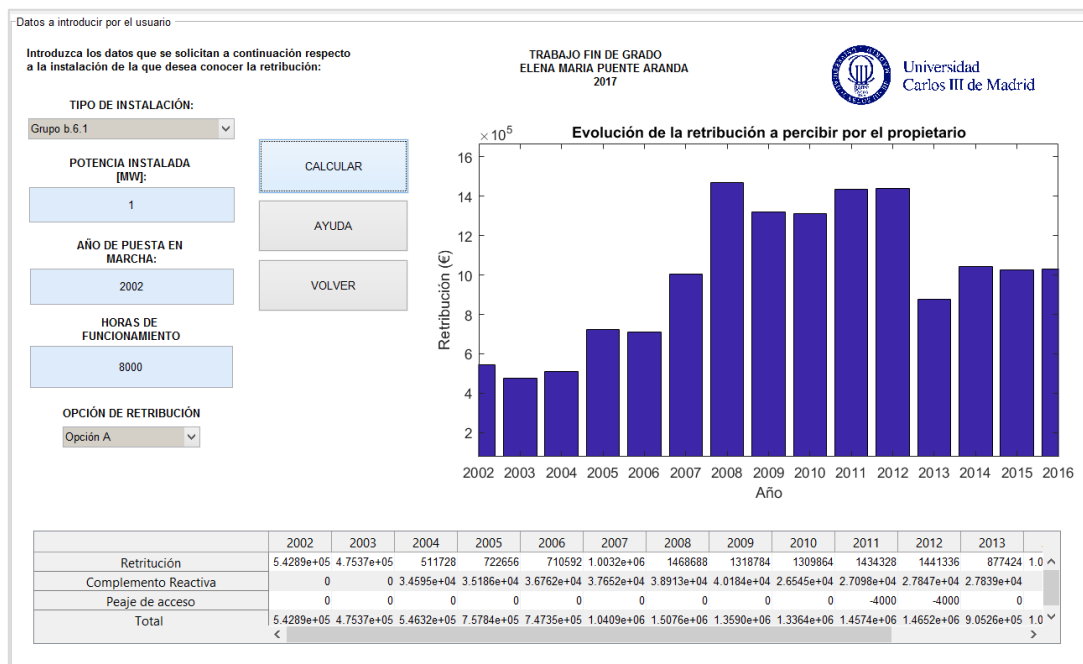


Ilustración 21. Caso de estudio I (ProBiomasa 1.0).

En el gráfico de barras se observa de manera más nítida cómo el régimen retributivo primado otorgaba compensaciones económicas mucho más favorables que los años anteriores, llegando incluso a más que duplicar estas cantidades respecto al régimen retributivo anterior, tal y como se observa entre los años 2006 y 2008. Por otro lado, con la aprobación del Real Decreto 436/2014, para la instalación estudiada en concreto, la retribución disminuiría de los 1.465.200€ en 2012, a los 1.042.228,5€ aproximadamente en 2014, reduciendo más de un 25% los ingresos a percibir.

## CASO 2- PUESTA EN MARCHA EN 2006

Para el segundo caso de estudio se ha optado por una central de biomasa que presente las mismas características que uno de los casos de estudio analizados anteriormente en el Capítulo 6, con el objetivo de confirmar que el programa funciona correctamente. Por tanto, las características de la instalación a estudiar serán las siguientes:

- Tipo de instalación: Grupo b.6.2 (centrales cuyo combustible principal proviene de residuos de actividades agrícolas o de jardinería).
- Potencia instalada: 1 MW.
- Año de puesta en marcha: 2006.
- Horas de funcionamiento: 8.000 horas anuales.
- Opción de Retribución: Opción A (venta a precio de mercado + prima).

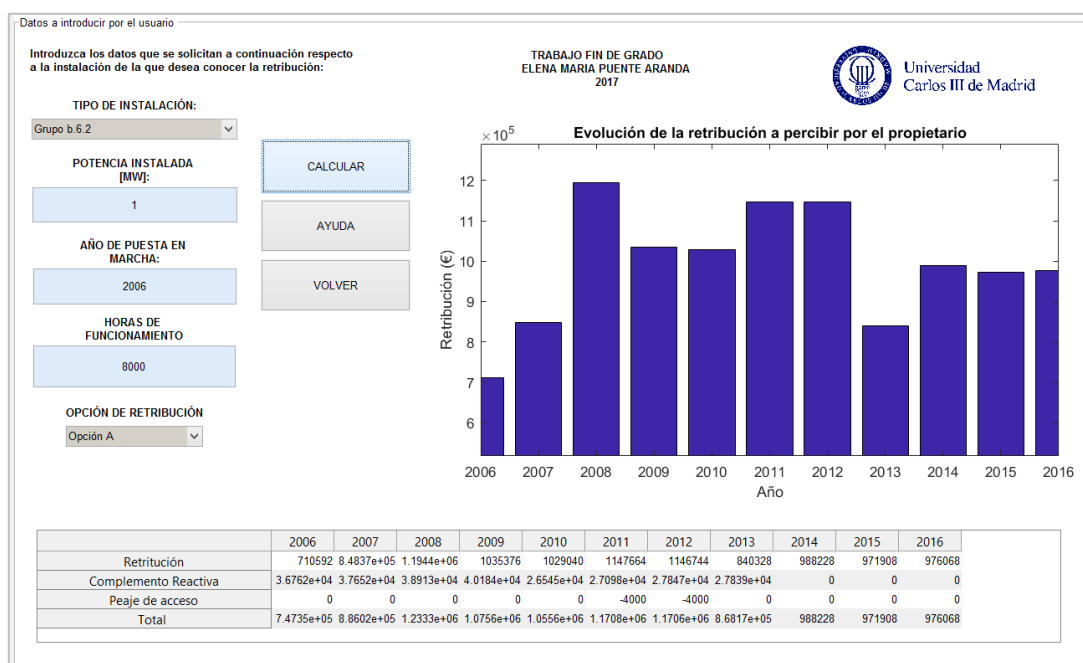


Ilustración 22. Caso de estudio II (ProBiomasa 1.0).

Los datos obtenidos por la aplicación informática son exactamente iguales a los obtenidos aplicando el método de cálculo de los anteriores casos de estudio, a partir de una hoja de cálculo de Excel. Cabe mencionar que en la hoja de Excel se habría calculado la retribución para los años 2007 y 2013 de acuerdo a las dos normativas vigentes durante esos años, en lugar de dividir estos años en dos periodos distintos. En el programa como se ha mencionado anteriormente, se ha optado por dividir estos dos años en dos mitades y calcular cada una de acuerdo a las dos legislaturas vigentes durante los mismos.

Por tanto, se puede confirmar que esta aplicación sería práctica para un usuario que quiera conocer la evolución del régimen retributivo de una determinada planta de biomasa.

### CASO 3- PUESTA EN MARCHA EN 2010

Para el último caso de estudio se ha elegido una instalación con las siguientes características:

- Tipo de instalación: Grupo b.6.1 (centrales cuyo combustible principal proviene de cultivos energéticos).
- Potencia instalada: 1 MW.
- Año de puesta en marcha: 2010.
- Horas de funcionamiento: 7.000 horas anuales.
- Opción de Retribución: Opción A (venta a precio de mercado + prima).

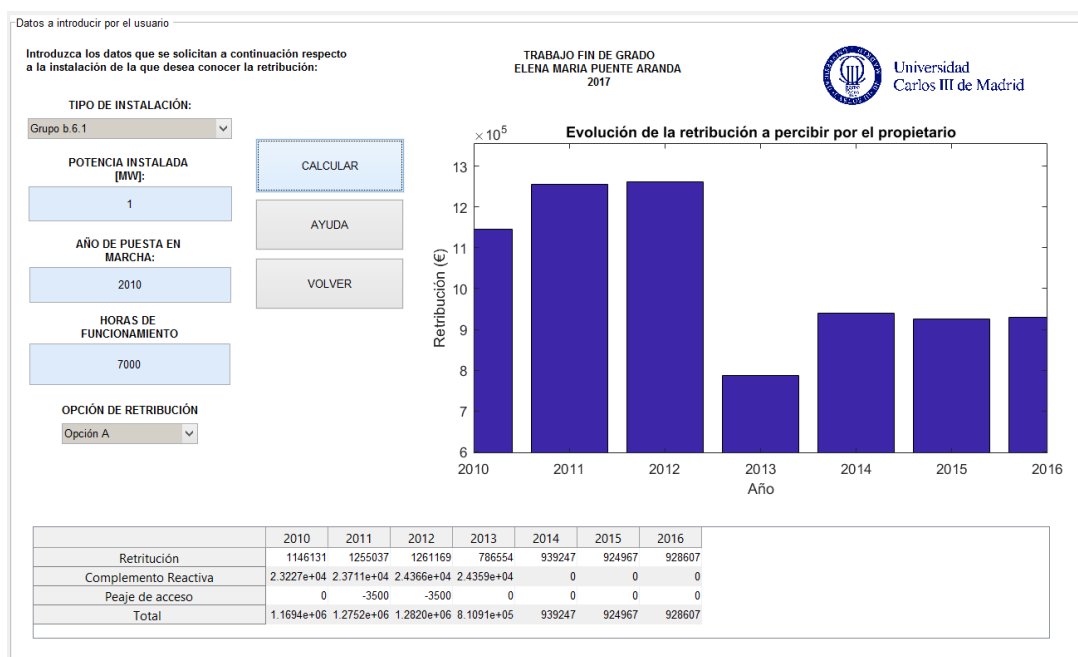


Ilustración 23. Caso de estudio III (ProBiomasa 1.0).

Como se observa en la Ilustración 23, este tipo de instalación disminuiría los ingresos a percibir hasta un 27%, pasando de 1.282.000€ en 2012 a 924.967€ en 2014. Por tanto, y tras analizar los distintos casos de estudio, se puede llegar a la conclusión de que aquellas instalaciones que entrasen en funcionamiento antes o durante de la aprobación del Real Decreto 661/2007, se verían afectadas ante la presente regulación – Real Decreto 413/2014- llegando a disminuir los ingresos hasta un 30% con respecto a años anteriores.

Además, estos vaivenes regulatorios crean inseguridad jurídica y, como se está viendo en la primavera de 2017, la posible indemnización futura por los veredictos de los arbitrajes internacionales, donde España acumula cuantiosas demandas por los recortes de las primas a las renovables.

## CAPÍTULO 8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

El desarrollo del TFG ha durado un total de 7 meses, comenzando en el mes de noviembre y acabando en el mes de mayo. Dado que este TFG se ha realizado, principalmente a distancia, durante una estancia de ERASMUS en Reino Unido, y tanto los horarios como el calendario académico en este país han sido distintos a los de España, no se ha dedicado un número fijo de horas al día al desarrollo del TFG durante los primeros meses, estimando un total de 480 horas invertidas en el TFG.

Desglose de actividades				
Código	Actividad	Semana de inicio	Duración	Semana de fin
A1	Nociones básicas de realización de TFG	0	1	1
A2	Búsqueda y estudio de información	0	24	24
A3	Redacción capítulo 2	1	4	5
A4	Redacción capítulo 3	5	3	8
A5	Recordatorio y simulación CYCLEPAD	8	1	9
A6	Redacción capítulo 4	9	5	14
A7	Redacción capítulo 5	14	4	18
A8	Redacción capítulo 6	18	1,5	19,5
A9	Aprendizaje de MATLAB	19,5	2	21,5
A10	Ejecución de la aplicación en MATLAB	21,5	2,5	24
A11	Redacción capítulo 7	24	0,5	24,5
A12	Redacción de capítulo 1	24,5	0,5	25
A13	Redacción de capítulos 8,9 y 10	25	1	26
A14	Revisión de contenidos y ajuste de formatos	26	0,5	26,5
A15	Reuniones de coordinación con el tutor	26,5	1,5	28

Tabla 31. Desglose de actividades del cronograma.

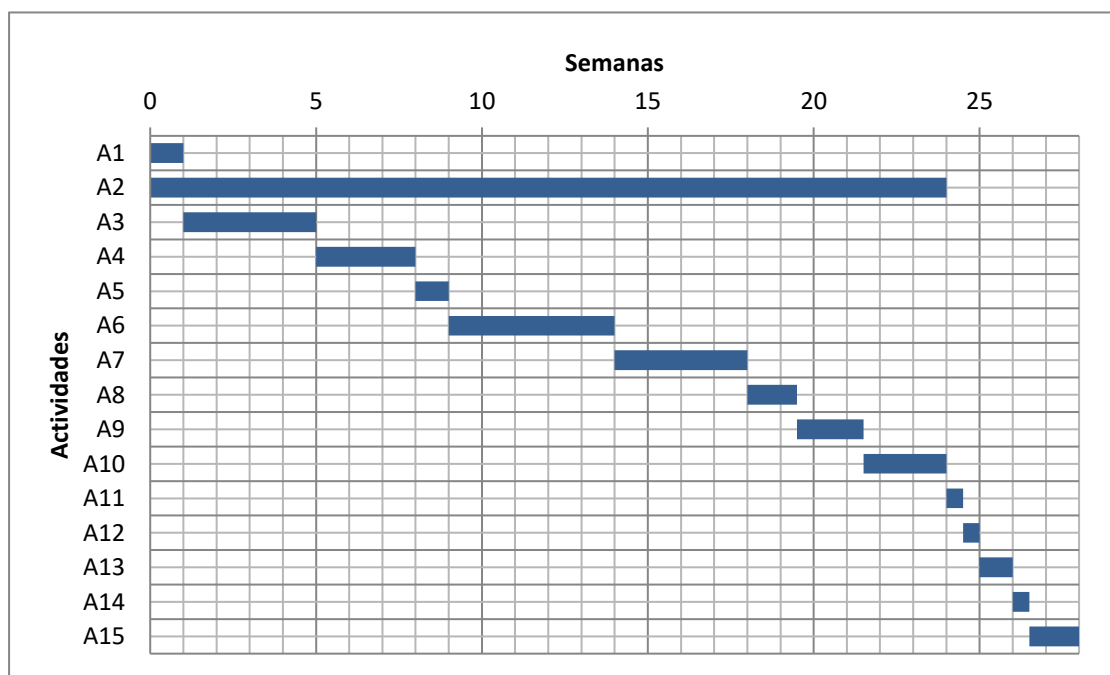


Figura 8.1. Diagrama de Gantt.

## CAPÍTULO 9. PRESUPUESTO

Para la elaboración del presupuesto del TFG se han considerado tanto costes de mano de obra como costes materiales. En la Tabla 32 aparecen desglosados todos los costes asociados:

Autor	Elena María Puente Aranda		
Departamento	Ingeniería Eléctrica		
Descripción del proyecto			
Título	Generación eléctrica con biomasa. Evolución de la retribución en este tipo de plantas		
Objetivos	Analizar la producción de electricidad con biomasa. Experiencias existentes en España.		
	Diseñar los parámetros básicos de una planta de biomasa		
	Analizar la regulación nacional que define la retribución de esta tecnología		
Duración	7 meses		
Desglose de presupuesto			
Coste personal			
Categoría profesional	Duración total (h)	Honorarios (€/h)	Coste total (€)
Ingeniero junior	480	12,00	5.760,00
Coste de recursos y desplazamientos			
Categoría	Precio (€)	Coste de amortización (€)	Coste total (€)
Ordenador personal	1.500,00	191,78	191,78
Desplazamientos	177,50	-	177,50
Resumen			
Concepto	Coste (€)	TOTAL (sin IVA) (€)	
Personal	5.760,00	6.129,28	
Recursos	369,28		

Tabla 32. Desglose de presupuesto.

La búsqueda de información para el presente trabajo se ha hecho a través de la conexión a Internet de la universidad y el uso de MATLAB R2017B gracias a la licencia obtenida por la misma, luego los costes de ambos se suponen nulos.

El modelo del ordenador es un Sony VAIO. En cuanto al coste de amortización del ordenador, se ha calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Coste}_{\text{amortización}} = \text{Coste}_{\text{ordenador}} * \frac{\text{Tiempo}_{\text{uso}}}{\text{Tiempo}_{\text{vida útil}}} = 1.500€ * \frac{140 \text{ días}}{3 \text{ años} * 365 \text{ días/año}}$$

$$\text{Coste}_{\text{amortización}} = 191,78 \text{ €}$$

Por último, para el cálculo del precio de los desplazamientos se han considerado aproximadamente 10 reuniones presenciales con el tutor, para lo cual ha sido necesario el desplazamiento desde la provincia de Toledo a Madrid. El consumo del vehículo utilizado es de 8,6 litros/100 km, la media de cada trayecto es de 172 km (ida y vuelta) y el precio de la gasolina estimado es 1,20€/litro.

## CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES

A continuación, se exponen tanto las conclusiones técnicas como las personales a las que se ha llegado tras la realización del presente TFG.

### 10.1. CONCLUSIONES TÉCNICAS

El objetivo global de este TFG era conocer la tecnología de biomasa, identificar las barreras regulatorias que están afectando a su desarrollo, comprender la base de funcionamiento de la biomasa para generación eléctrica diseñando los parámetros básicos de una planta, y los aspectos económicos y medioambientales que suponen su integración en el sistema de producción eléctrico.

Se consideran cumplidos los citados retos, ya que la presente memoria ha ido revisando los objetivos previstos con suficiente información y análisis, lo que ha permitido a su autora tener una base sólida y nítida sobre este campo. Del estudio del este Trabajo Fin de Grado se pueden destacar las conclusiones que a continuación se indican.

La posibilidad de valorizar la biomasa como combustible que resulta de actividades forestales, agrícolas y de cultivos energéticos tiene grandes posibilidades y expectativas y constituye un sector emergente tal y como se ha expuesto en el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado. Su integración no solo presenta interesantes oportunidades como la transformación de un residuo en un recurso, sino otras como la generación de empleo en áreas rurales, la reducción de la contaminación y el fomento de la reducción de la dependencia energética exterior. Además, junto a su carácter renovable destaca su carácter no intermitente, pudiendo alcanzar un factor de uso próximo al 90%.

La necesidad de aumentar la eficiencia energética forma parte de los objetivos de la iniciativa “20-20-20” de la Unión Europea para 2020, donde los objetivos son reducir un 20% el consumo de energía primaria de la Unión y las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar un 20% la participación de las energías renovables en el consumo. Por ello, implementar mejoras del ciclo de Rankine, en este caso de estudio de una planta de biomasa, que ayuden a aumentar la eficiencia del mismo resulta crucial. Si bien las mejoras solo suponen variaciones reducidas en términos de eficiencia, estas implementaciones confieren una reducción del uso de agua, una mayor eficiencia en términos energéticos y grandes ventajas medioambientales y económicas, tal y como se han analizado.

Desde un punto de vista legislativo, ante la necesidad de implementar energías renovables, se comenzaron a promover sistemas que favoreciesen su desarrollo. Como se ha podido comprobar en el estudio de la evolución de la retribución de la biomasa, España, como otros países, decidió apostar por un sistema de incentivos a las energías renovables apoyado en las primas, como elemento que garantizase una atractiva rentabilidad a la inversión en nuevas instalaciones. Este sistema ha permitido un gran desarrollo en nueva potencia instalada desde que entrase en funcionamiento, pues como se aprecia en los casos de estudio analizados, con la aprobación del Real Decreto 661/2007, las instalaciones de valorización de biomasa recibirían cerca de un 25% más de la retribución recibida en la normativa previa. No obstante, como consecuencia del déficit tarifario generado, a partir del año 2010, el marco regulatorio ha sufrido intermitentes modificaciones que han desembocado en la sustitución de este régimen primado, conocido como régimen especial, por el denominado régimen retributivo específico. La



aprobación de esta nueva regulación afectaría de manera importante a la rentabilidad de estas explotaciones, reduciendo hasta un 30% sus ingresos, cambios que se pueden ver más nítidamente en los gráficos de barras que la aplicación informática desarrollada para tal aspecto.

## 10.2. CONCLUSIONES PERSONALES

Respecto a mi trayectoria académica, la realización de este proyecto me ha ayudado a profundizar en un campo muy novedoso e importante como es el complejo mundo de las energías renovables, y aún más en un recurso con gran potencial en España como es el caso de la biomasa. El agotamiento de los recursos fósiles y el calentamiento global siempre me han producido un especial interés, por tanto, estudiar tecnologías que ayuden a combatirlos me ha resultado muy estimulante.

La necesidad de buscar información me ha servido para aprender a buscar fuentes de información fiables, así como a referenciar bien las fuentes de información. Paralelamente, también ha contribuido a mejorar notablemente en los aspectos relacionados con la redacción técnica del proyecto. Además, al haber estado condicionadas las energías renovables por políticas específicas del Estado, la realización de este proyecto me ha ayudado a tener una opinión objetiva y crítica de la información.

Alternativamente, me ha permitido conocer cómo funciona el sistema eléctrico, especialmente el mercado eléctrico. El análisis de normativa desde un punto de vista jurídico ha supuesto un enriquecimiento personal y complementario al perfil puramente ingenieril. Por tanto, el haber aprendido tanto a buscar esta clase de información como a comprenderla, considero que me será muy práctico de cara a un futuro.

Tanto la simulación del ciclo Rankine a través de CYCLEPAD, programa que estudiamos en Ingeniería Térmica en segundo de carrera, como el desarrollo de la aplicación informática en MATLAB, me han permitido recordar y ampliar los conocimientos relacionados con estas áreas. Resulta muy gratificante poner en práctica todos los conocimientos y recursos que has aprendido a lo largo de la carrera.

Por último, este proyecto me ha ayudado a conocer mejor el camino por el que guiar mi siguiente reto académico, y estoy segura que añadirá mucho valor tanto en mi trayectoria profesional como personal.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Centrales eléctricas | ENDESA EDUCA. [Fecha de acceso: 10 de noviembre de 2016]. Available: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas)
2. RED ELECTRICA DE ESPAÑA. (2015). El sistema eléctrico español 2015.
3. La presa del salto: el embalse, el aliviadero y el cuenco. [Fecha de acceso: 11 de noviembre de 2016]. Available: [http://patrimoniograndasdesalime.esy.es/?page\\_id=289](http://patrimoniograndasdesalime.esy.es/?page_id=289)
4. Plan de Energías Renovables 2011-2020. (2011). *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio*. [Fecha de acceso: 10 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.idae.es/index.php/id.670/reلمenu.303/mod.pags/mem.detalle>
5. Informe del Sistema Eléctrico Español 2015 | RED ELECTRICA DE ESPAÑA. [Fecha de acceso: 17 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2015>
6. AEMET. (2015). Resumen anual climatológico.
7. Valle 1 y Valle 2 | TORRESOL ENERGY. [Fecha de acceso: 15 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/plantas-valle1-valle2/es>
8. Gestor de la red y transportista | RED ELECTRICA DE ESPAÑA. [Fecha de acceso: 18 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista#>
9. GRUPO BANCO MUNDIAL. Crecimiento del PIB. [Fecha de acceso: 19 de noviembre de 2016]. Available: <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>
10. Formación de precios en el mercado mayorista de electricidad. ENERGIA Y SOCIEDAD. [Fecha de acceso: 19 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
11. OMIE. [Online]. [Fecha de acceso: 22 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.omie.es/reports/>
12. Mercado intradiario. OMIE. [Fecha de acceso: 22 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>
13. Operación del sistema eléctrico. REE. [Fecha de acceso: 24 de noviembre de 2016]. Available: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
14. España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado, de 28 de noviembre de 1997, núm. 285, pp. 35097-35126*.
15. España. Ley 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *Boletín Oficial del Estado, de 26 de mayo de 2007, núm. 126*.
16. BOYLE, G. (1997). *Renewable Energy: Power for a sustainable future*. Oxford University press

17. COMISION NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. [Fecha de acceso: 10 de diciembre de 2016]. Available: <https://www.cnmc.es/estadisticas?hidtipo=12749>
18. EUROOBSERV'ER. (2016). Solid biomass barometer 2016.
19. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. Informe Estadístico Energías Renovables. [Fecha de acceso: 14 de diciembre de 2016]. Available : <http://informeestadistico.idae.es/t5.htm>
20. ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES. (2011). *Inventario de Plantas de Biomasa, Biogás y Pellets*. [Fecha de acceso: 20 de diciembre de 2016]. Available: [http://www.appa.es/descargas/INVENTARIO\\_APPA\\_2011.pdf](http://www.appa.es/descargas/INVENTARIO_APPA_2011.pdf)
21. AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGIA. (2016). *La biomasa en Andalucía*. Available: [https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/la\\_biomasa\\_en\\_andalucia\\_noviembre\\_2016.pdf](https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/la_biomasa_en_andalucia_noviembre_2016.pdf)
22. Huelva 50 MW con biomasa. ENCE. [Fecha de acceso: 27 de diciembre de 2016]. Available: <https://www.ence.es/index.php/es/huelva.html>
23. Pretratamiento. ECOPARC DE BARCELONA S.A. [Fecha de acceso : 27 de diciembre de 2016]. Available: <http://ecoparcbcn.com/contenido.php?id=77>
24. Planta de biomasa de Sangüesa. [Fecha de acceso: 27 de diciembre de 2016]. Available: <http://www.accion-energia.com/es/areas-de-actividad/otras-tecnologias/biomasa/instalaciones-destacadas/planta-de-biomasa-de-sangueesa/>
25. Plantas de Valorización Energética. URBASER. [Fecha de acceso: 27 de diciembre de 2016]. Available: <http://www.urbaser.es/seccion-17/Plantas-de-Valorizacion-Energetica>
26. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. (2008). *Biomasa: Redes de distribución térmica*. Madrid, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. [Fecha de acceso: 4 de enero de 2017]. Available: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10980\\_Biomasa\\_redes\\_distrib\\_termica\\_A2008\\_A\\_6d9bb3a1.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10980_Biomasa_redes_distrib_termica_A2008_A_6d9bb3a1.pdf)
27. España. Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. *Boletín Oficial del Estado*, de 19 de octubre de 2013, núm. 251, pp. 85173-85276.
28. Bionline. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. [En línea]. [Fecha de acceso: 7 de enero de 2017]. Available: <http://www.idae.es/index.php/releategoria.1037/id.712/relemenu.469/mod.pags/mem.detalle>
29. Zonas de Especial Protección para las aves: ZEPA. Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medioambiente. [Fecha de acceso: 9 de enero de 2017]. Available: [http://www.mapama.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura\\_2000\\_zepa\\_descargas.aspx](http://www.mapama.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_zepa_descargas.aspx)

30. JUANA SARDÓN, J.M. (2003). *Energías renovables para el desarrollo*. España: Editorial Paraninfo.
31. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. (2007). *Guía Técnica de Torres de Refrigeración*. Madrid. [Fecha de acceso: 11 de enero de 2017]. Available: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10540\\_Torres\\_refrigeracion\\_GT4\\_07\\_Od6a8abe.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10540_Torres_refrigeracion_GT4_07_Od6a8abe.pdf)
32. MELISSARI, B. (2012). Comportamiento de cenizas y su impacto en sistemas de combustión de biomasa. *Memoria de trabajos de Difusión Científica y Técnica*, núm. 10, p. 69.
33. GONZÁLEZ-BARRAGÁN, I., LOPEZ, D., ALONSO, M.A. & ARIAS, M. (2007). *Aprovechamiento energético de sarmiento en calderas de biomasa mediante peletizado*.
34. JARA, MILLAR, H. (2009). Biomasa y sus propiedades como combustible. *Revista celulosa y papel*.
35. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. (2007). *Guía técnica sobre procedimiento de inspección periódica de eficiencia energética para calderas*. Madrid. [Fecha de acceso: 25 de enero de 2017]. Available: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10540\\_Procedimientos\\_inspeccion\\_calderas\\_GT5\\_07\\_bb7a33cc.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10540_Procedimientos_inspeccion_calderas_GT5_07_bb7a33cc.pdf)
36. España. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. *Boletín Oficial del Estado, de 30 de diciembre de 1998*, núm. 312, pp. 44077-44089.
37. España. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *Boletín Oficial del Estado, de 27 de marzo de 2004*, núm.75, pp. 13217-13238.
38. España. Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005. *Boletín Oficial del Estado, de 31 de diciembre de 2004*, núm.315, pp. 42766-42784.
39. España. Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. *Boletín Oficial del Estado, de 28 de diciembre de 2005*, núm.310, pp. 42576-42600.
40. España. Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008. *Boletín Oficial del Estado, de 29 de diciembre de 2007*, núm.312, pp. 53781-53805.
41. España. Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009. *Boletín Oficial del Estado, de 31 de diciembre de 2008*, núm.315, pp. 52672-52685.
42. España. Orden ITC/3519/2009, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. *Boletín Oficial del Estado, de 31 de diciembre de 2009*, núm.315, pp. 112136-112166.



43. España. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado, de 10 de junio de 2014*, núm.140, pp.43876-43978.
44. España. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado, de 20 de junio de 2014*, núm.150, pp.46430-48190.

# GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN EN ESTE TIPO DE TECNOLOGÍA



---

## ANEXOS A LA MEMORIA

*Anexo nº 1. Código de programación de la  
aplicación informática ProBiomasa 1.0*



### TFGElenaPuenteAranda

```
function varargout = TFGElenaPuenteAranda(varargin)
% TFGLENAPUENTEARANDA MATLAB code for TFGElenaPuenteAranda.fig
%     TFGLENAPUENTEARANDA, by itself, creates a new
TFGELENAPUENTEARANDA or raises the existing
%     singleton*.
%
%     H = TFGLENAPUENTEARANDA returns the handle to a new
TFGELENAPUENTEARANDA or the handle to
%     the existing singleton*.
%
%
TFGELENAPUENTEARANDA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...)
calls the local
%     function named CALLBACK in TFGLENAPUENTEARANDA.M with
the given input arguments.
%
%     TFGLENAPUENTEARANDA('Property','Value',...) creates a
new TFGLENAPUENTEARANDA or raises the
%     existing singleton*. Starting from the left, property
value pairs are
%     applied to the GUI before TFGElenaPuenteAranda_OpeningFcn
gets called. An
%     unrecognized property name or invalid value makes
property application
%     stop. All inputs are passed to
TFGElenaPuenteAranda_OpeningFcn via varargin.
%
%     *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI
allows only one
%     instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help
TFGElenaPuenteAranda

% Last Modified by GUIDE v2.5 01-May-2017 10:27:03

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn',  @TFGElenaPuenteAranda_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',   @TFGElenaPuenteAranda_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',   [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State,
varargin{:});
```



```
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before TFGelenaPuenteAranda is made visible.
function TFGelenaPuenteAranda_OpeningFcn(hObject, eventdata,
handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to TFGelenaPuenteAranda (see
VARARGIN)

axes(handles.axes1)
background=imread('Biomasa.jpg');
axis off;
imshow(background);

axes(handles.axes2)
background=imread('LogoCarlos.jpg');
axis off;
imshow(background);
% Choose default command line output for TFGelenaPuenteAranda
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes TFGelenaPuenteAranda wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command
line.
function varargout = TFGelenaPuenteAranda_OutputFcn(hObject,
eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see
VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in Comenzar.
function Comenzar_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to Comenzar (see GCBO)
```





```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
DatosUsuario;

% --- Executes on button press in Ayuda.
function Ayuda_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to Ayuda (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes on button press in Acercade.
function Acercade_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to Acercade (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
Informacion;
```

### **Información**

```
function varargout = Informacion(varargin)
% INFORMACION MATLAB code for Informacion.fig
%     INFORMACION, by itself, creates a new INFORMACION or
raises the existing
%     singleton*.
%
%     H = INFORMACION returns the handle to a new INFORMACION
or the handle to
%     the existing singleton*.
%
%     INFORMACION('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...)
calls the local
%     function named CALLBACK in INFORMACION.M with the given
input arguments.
%
%     INFORMACION('Property','Value',...) creates a new
INFORMACION or raises the
%     existing singleton*. Starting from the left, property
value pairs are
%     applied to the GUI before Informacion_OpeningFcn gets
called. An
%     unrecognized property name or invalid value makes
property application
%     stop. All inputs are passed to Informacion_OpeningFcn
via varargin.
%
%     *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI
allows only one
%     instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help Informacion
```



```
% Last Modified by GUIDE v2.5 01-May-2017 11:18:03

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn',  @Informacion_OpeningFcn,
                  ...
                  'gui_OutputFcn',   @Informacion_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',   [] , ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State,
    varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before Informacion is made visible.
function Informacion_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject      handle to figure
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin     command line arguments to Informacion (see
VARARGIN)
axes(handles.axes1)
background=imread('LogoCarlos.jpg');
axis off;
imshow(background);
% Choose default command line output for Informacion
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes Informacion wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command
line.
function varargout = Informacion_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% varargout    cell array for returning output args (see
VARARGOUT);
% hObject      handle to figure
```



```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;
```

```
% --- Executes on button press in Volver.
function Volver_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to Volver (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
TFGElenaPuenteAranda;
```

### **Ayuda usuario**

```
function varargout = AyudaUsuario(varargin)
% AYUDAUSUARIO MATLAB code for AyudaUsuario.fig
% AYUDAUSUARIO, by itself, creates a new AYUDAUSUARIO or
raises the existing
% singleton*.
%
% H = AYUDAUSUARIO returns the handle to a new AYUDAUSUARIO
or the handle to
% the existing singleton*.
%
% AYUDAUSUARIO('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...)
calls the local
% function named CALLBACK in AYUDAUSUARIO.M with the given
input arguments.
%
% AYUDAUSUARIO('Property','Value',...) creates a new
AYUDAUSUARIO or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property
value pairs are
% applied to the GUI before AyudaUsuario_OpeningFcn gets
called. An
% unrecognized property name or invalid value makes
property application
% stop. All inputs are passed to AyudaUsuario_OpeningFcn
via varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI
allows only one
% instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help
AyudaUsuario

% Last Modified by GUIDE v2.5 01-May-2017 12:20:52

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
```



```
gui_State = struct('gui_Name',      mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @AyudaUsuario_OpeningFcn,
                  ...
                  'gui_OutputFcn',  @AyudaUsuario_OutputFcn,
                  ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State,
    varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before AyudaUsuario is made visible.
function AyudaUsuario_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to AyudaUsuario (see
VARARGIN)

axes(handles.axes1)
background=imread('LogoCarlos.jpg');
axis off;
imshow(background);

% Choose default command line output for AyudaUsuario
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes AyudaUsuario wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command
line.
function varargout = AyudaUsuario_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% varargout  cell array for returning output args (see
VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
```



```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;
```

```
% --- Executes on button press in VOLVER2.
function VOLVER2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to VOLVER2 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
DatosUsuario;
```

### Datos usuario

```
function varargout = DatosUsuario(varargin)
%DATOSUSUARIO M-file for DatosUsuario.fig
% DATOSUSUARIO, by itself, creates a new DATOSUSUARIO or
raises the existing
% singleton*.
%
% H = DATOSUSUARIO returns the handle to a new DATOSUSUARIO
or the handle to
% the existing singleton*.
%
% DATOSUSUARIO('Property','Value',...) creates a new
DATOSUSUARIO using the
% given property value pairs. Unrecognized properties are
passed via
% varargin to DatosUsuario_OpeningFcn. This calling syntax
produces a
% warning when there is an existing singleton*.
%
% DATOSUSUARIO('CALLBACK') and
DATOSUSUARIO('CALLBACK',hObject,...) call the
% local function named CALLBACK in DATOSUSUARIO.M with the
given input
% arguments.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI
allows only one
% instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help
DatosUsuario

% Last Modified by GUIDE v2.5 01-May-2017 16:23:14

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
```



```
gui_State = struct('gui_Name',      mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @DatosUsuario_OpeningFcn,
                  ...
                  'gui_OutputFcn',  @DatosUsuario_OutputFcn,
                  ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State,
    varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before DatosUsuario is made visible.
function DatosUsuario_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin    unrecognized PropertyName/PropertyValue pairs from
the
%             command line (see VARARGIN)

axes(handles.axes1)
background=imread('LogoCarlos.jpg');
axis off;
imshow(background);
% Choose default command line output for DatosUsuario
handles.output = hObject;

axes(handles.axes2)
title('Evolución de la retribución a percibir por el
propietario')
xlabel('Año')
ylabel('Retribución (€)')
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes DatosUsuario wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command
line.
```



```
function varargout = DatosUsuario_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see
VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on selection change in TipoInstalacion.
function TipoInstalacion_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to AnoPuestaMarcha (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of
AnoPuestaMarcha as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
AnoPuestaMarcha as a double

% --- Executes during object creation, after setting all
properties.
function TipoInstalacion_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to TipoInstalacion (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles empty - handles not created until after all
CreateFcns called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on
Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in Ayuda.
function Ayuda_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to Ayuda (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
AyudaUsuario;

% --- Executes on button press in Calcular.
function Calcular_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to Calcular (see GCBO)
```



```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
strtinsta=get(handles.TipoInstalacion,'String');
valtinsta=get(handles.TipoInstalacion,'Value');
tinsta=strtinsta{valtinsta};
if valtinsta==1
    errordlg('Selccione tipo de instalación');
    return
end

pinsta=str2double(get(handles.PotenciaInstalada,'String'));
ainsta=str2double(get(handles.AnoPuestaMarcha,'String'));
if (ainsta<2002)||((ainsta>2015))
    errordlg('Introduzca un año entre 2002 y 2015');
    return
end

ninsta=str2double(get(handles.NumeroHoras,'String'));

stroinsta=get(handles.OpcionRetribucion,'String');
valoinsta=get(handles.OpcionRetribucion,'Value');
oinsta=stroinsta{valoinsta};
if valoinsta==1
    errordlg('Selccione opción de retribución');
    return
end

axes(handles.axes2);
data=RetribucionesBueno(tinsta,pinsta,ainsta,ninsta,oinsta);
anos=[ainsta:2016]';
anos=num2cell(anos);
set(handles.tabla,'ColumnName',anos)
set(handles.tabla,'Data',data)

function AnoPuestaMarcha_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to AnoPuestaMarcha (see GCBO)
% eventdata reserved -to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of
AnoPuestaMarcha as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
AnoPuestaMarcha as a double

% --- Executes during object creation, after setting all
properties.
function AnoPuestaMarcha_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to AnoPuestaMarcha (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
```





```
% handles      empty - handles not created until after all
CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on
Windows.
%      See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in OpcionRetribucion.
function OpcionRetribucion_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to OpcionRetribucion (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns
OpcionRetribucion contents as cell array
%      contents{get(hObject,'Value')} returns selected item
from OpcionRetribucion

% --- Executes during object creation, after setting all
properties.
function OpcionRetribucion_CreateFcn(hObject, eventdata,
handles)
% hObject      handle to OpcionRetribucion (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all
CreateFcns called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on
Windows.
%      See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function PotenciaInstalada_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to PotenciaInstalada (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of
PotenciaInstalada as text
%      str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
PotenciaInstalada as a double
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all
properties.
function PotenciaInstalada_CreateFcn(hObject, eventdata,
handles)
% hObject      handle to PotenciaInstalada (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all
CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on
Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in VOLVER.
function VOLVER_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to VOLVER (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
TFGElenaPuenteAranda;

function NumeroHoras_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to NumeroHoras (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of NumeroHoras
as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
NumeroHoras as a double

% --- Executes during object creation, after setting all
properties.
function NumeroHoras_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to NumeroHoras (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all
CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on
Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
```



end

### Cálculo de retribuciones

function

data=RetribucionesBueno(tinsta,pinsta,ainsta,ninsta,oinsta)

%MATRICES DE DATOS

%Opción A(Prima)/Opción B(Tarifa regulada) (AÑOS 2002-2006)

```
M1=[30.4707 65.0883;...
    30.4707 65.0883;...
    36.036 64.865;...
    36.652 65.974;...
    38.294 68.929;...
    38.294 68.929];
```

%Opción A(Prima)/Opción B(Tarifa regulada) (AÑOS 2007-2013)GRUPOS

%B.6.1, B.6.2 Y B.6.3 Consecutivamente

```
M21=[115.294 158.89;...
    119.156 164.213; ...
    127.888 169.642;...
    126.723 168.096;...
    129.361 171.596;...
    132.937 176.339;...
    0 176.290] ;%B.6.1 (<=2MW)
```

```
M22=[100.964 146.59;...
    104.346 151.501;...
    112.588 156.509;...
    111.562 155.084;...
    113.885 158.313;...
    117.033 162.689;
    0 162.643] ;%B.6.1 (<2MW)
```

```
M81=[82.114 125.71;...
    84.865 129.921;...
    92.462 134.216;...
    91.62 132.994;...
    93.528 135.763;...
    96.113 139.515;
    0 139.476] ;%B.6.2 (<=2MW)
```

```
M82=[61.914 107.54;...
    63.988 111.143;...
    70.895 114.817;...
    70.249 113.771;...
    71.712 116.14;...
    73.694 119.35;
    0 119.317] ;%B.6.2 (>2MW)
```

```
M91=[82.114 125.71;...
    84.865 129.921;...
    92.462 134.216;...
    91.62 132.994;...
    93.528 135.763; ...
    96.113 139.515;
    0 139.476] ;%B.6.3 (<=2MW)
```

```
M92=[72.674 118.294;...
    75.109 122.257;...
```



```
82.383 126.299; ...
81.633 125.148; ...
83.333 127.754; ...
85.636 131.285;
0 131.248]; %B.6.3 (>2MW)
```

```
%Retribución a la inversión/operación. Retribución a partir de
2013
```

```
%(2013-2016)
```

```
M3=[101799 50.281 ;217291 54.211; 217291 54.211; 217291 54.211];
```

```
%Precio de mercado (Años 2002-2016)
```

```
M4=[37.39 28.95 27.93 53.68 50.53 42.19 64.43 36.96 37.01 49.93
47.23 49.46 49.49 47.45 47.97];
```

```
%Complemento por energía reactiva
```

```
M5 =[4.86414; 5.02302; 3.31816; 3.38724; 3.48088; 3.47992];
```

```
%Retribución a la inversión/operación. Retribución a partir de
2013
```

```
%(Instalaciones pertenecientes al grupo B.6)
```

```
M6 =[122281 55.302 107928 54.948 94691 54.620 99522 53.165
107558 51.860 98350 50.196 101799 50.281 107868 50.431 111889
50.530 117091 49.285 124831 48.811 131000 47.165 0 0 0 0 0; ...
261008 59.277 230374 58.923 202119 58.595 212430 57.124
229582 55.804 209928 54.126 217291 54.211 230244 54.361 238827
54.460 249932 53.201 266452 52.721 279620 50.943 293579 51.106
296513 0 299536 0]; ...
```

```
%Complemento por energía reactiva (2002-2007)
```

```
M7 =[0 0 4.32432 4.39824 4.59528 4.70646];
```

```
%Complemento por energía reactiva (2007-2013)
```

```
M10=[4.70646 4.86414 5.02302 3.31816 3.38724 3.48088 3.47992];
```

```
%CÁLCULO
```

```
contyear=0;
```

```
anos=ainsta:2016;
```

```
if (ninsta<=6500)
```

```
    horasLimitadas=ninsta;
```

```
else
```

```
    horasLimitadas=6500;
```

```
end
```

```
for year=anos
```

```
    contyear=contyear+1;
```

```
    Retribucion(contyear)=0;
```

```
    ComplementoReactiva(contyear)=0;
```

```
%RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2002-2006
```



```
if year<2007

    if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio de
mercado + prima)
        Retribucion(contyear)=M1(year-2001,1)+M4(year-2001);
    elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a tarifa
regulada)
        Retribucion(contyear)=M1(year-2001,2);
    end

RetribucionTotal(contyear)=Retribucion(contyear)*pinsta*ninsta;
ComplementoReactiva(contyear)=pinsta*M7(year-
2001)*pinsta*ninsta;

%RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO 2007
elseif(year==2007)

    %Meses Enero-Mayo de acuerdo al RD 436/2004
    if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio de
mercado + prima)
        Retribucion(contyear)=M1(year-2001,1)+M4(year-2001);
    elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a tarifa
regulada)
        Retribucion(contyear)=M1(year-2001,2);
    end

    RetribucionTotal1=Retribucion(contyear)*pinsta*ninsta;
    ComplementoReactiva1=pinsta*M7(year-2001)*pinsta*ninsta;

    %Meses Junio-Diciembre de acuerdo al RD 661/2007
    if tinsta=='Grupo b.6.1' %INSTALACIÓN B.6.1
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M21(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M21(year-2006,2);
            end
        elseif pinsta>2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M22(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M22(year-2006,2);
            end
        end
    end

    elseif tinsta=='Grupo b.6.2' %INSTALACION B.6.2
        if pinsta<=2
```



```
        if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
            Retribucion(contyear)=M81(year-
2006,1)+M4(year-2001);
        elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
            Retribucion(contyear)=M81(year-2006,2);
        end
        elseif pinsta>2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M82(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M82(year-2006,2);
            end
        end

        elseif tinsta=='Grupo b.6.3' %INSTALACION B.6.3
            if pinsta<=2
                if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                    Retribucion(contyear)=M91(year-
2006,1)+M4(year-2001);
                elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                    Retribucion(contyear)=M91(year-2006,2);
                end
            elseif pinsta>2
                if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                    Retribucion(contyear)=M92(year-
2006,1)+M4(year-2001);
                elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                    Retribucion(contyear)=M92(year-2006,2);
                end
            end
        end

        RetribucionTotal2=Retribucion(contyear)*pinsta*ninsta;
        ComplementoReactiva2=pinsta*M10(year-2006)*ninsta;

RetribucionTotal(contyear)=(5*RetribucionTotal1+7*RetribucionTot
al2)/12;

ComplementoReactiva(contyear)=(5*ComplementoReactiva1+7*Compleme
ntoReactiva2)/12;
```

```
%RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2008-2012.
elseif (year>2007)&&(year<=2012)

    if tinsta=='Grupo b.6.1' %INSTALACIÓN B.6.1
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M21(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M21(year-2006,2);
            end
        elseif pinsta>2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M22(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M22(year-2006,2);
            end
        end
    end

    elseif tinsta=='Grupo b.6.2' %INSTALACION B.6.2
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M81(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M81(year-2006,2);
            end
        elseif pinsta>2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M82(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M82(year-2006,2);
            end
        end
    end

    elseif tinsta=='Grupo b.6.3' %INSTALACION B.6.3
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M91(year-
2006,1)+M4(year-2001);
```



```
elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
    Retribucion(contyear)=M91(year-2006,2);
end
elseif pinsta>2
    if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
        Retribucion(contyear)=M92(year-
2006,1)+M4(year-2001);
    elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
        Retribucion(contyear)=M92(year-2006,2);
    end
end
end
end
```

```
RetribucionTotal(contyear)=Retribucion(contyear)*pinsta*ninsta;
ComplementoReactiva(contyear)=pinsta*M10(year-
2006)*ninsta;
```

#### %RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO 2013

```
inversion=0;
operacion=0;
elseif year==2013

    % Primera mitad de año de acuerdo al RD 661/2007
    if tinsta=='Grupo b.6.1' %INSTALACIÓN B.6.1
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M21(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M21(year-2006,2);
            end
        elseif pinsta>2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
                Retribucion(contyear)=M22(year-
2006,1)+M4(year-2001);
            elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
                Retribucion(contyear)=M22(year-2006,2);
            end
        end
    end

    elseif tinsta=='Grupo b.6.2' %INSTALACION B.6.2
        if pinsta<=2
            if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
```



```
Retribucion(contyear)=M81(year-
2006,1)+M4(year-2001);
elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
Retribucion(contyear)=M81(year-2006,2);
end
elseif pinsta>2
if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
Retribucion(contyear)=M82(year-
2006,1)+M4(year-2001);
elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
Retribucion(contyear)=M82(year-2006,2);
end
end

elseif tinsta=='Grupo b.6.3' %INSTALACION B.6.3
if pinsta<=2
if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
Retribucion(contyear)=M91(year-
2006,1)+M4(year-2001);
elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
Retribucion(contyear)=M91(year-2006,2);
end
elseif pinsta>2
if oinsta=='Opción A' %Opcion A (venta a precio
de mercado + prima)
Retribucion(contyear)=M92(year-
2006,1)+M4(year-2001);
elseif oinsta=='Opción B' %Opcion B (venta a
tarifa regulada)
Retribucion(contyear)=M92(year-2006,2);
end
end
end

% Segunda mitad de año de acuerdo al RD 413/2014

if ainsta==2002
inversion=M6(1,1);
operacion=M6(1,2);
elseif ainsta==2003
inversion=M6(1,3);
operacion=M6(1,4);
elseif ainsta==2004
inversion=M6(1,5);
operacion=M6(1,6);
elseif ainsta==2005
inversion=M6(1,7);
operacion=M6(1,8);
elseif ainsta==2006
```

```
        inversion=M6(1,9);
        operacion=M6(1,10);
elseif ainsta==2007
        inversion=M6(1,11);
        operacion=M6(1,12);
elseif ainsta==2008
        inversion=M6(1,13);
        operacion=M6(1,14);
elseif ainsta==2009
        inversion=M6(1,15);
        operacion=M6(1,16);
elseif ainsta==2010
        inversion=M6(1,17);
        operacion=M6(1,18);
elseif ainsta==2011
        inversion=M6(1,19);
        operacion=M6(1,20);
elseif ainsta==2012
        inversion=M6(1,21);
        operacion=M6(1,22);
elseif ainsta==2013
        inversion=M6(1,23);
        operacion=M6(1,24);
elseif ainsta==2014
        inversion=M6(1,25);
        operacion=M6(1,26);
elseif ainsta==2015
        inversion=M6(1,27);
        operacion=M6(1,28);
elseif ainsta==2016
        inversion=M6(1,29);
        operacion=M6(1,30);
end
```

```
RetribucionTotal(contyear)=(Retribucion(contyear)*pinsta*(ninsta/2))+((pinsta*inversion)+(49.46*pinsta*(ninsta/2))+(pinsta*horas Limitadas*operacion));
```

```
        ComplementoReactiva(contyear)=pinsta*M10(year-2006)*ninsta;
```

```
end
```

```
%RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2014-2016
```

```
if year>2013
    if ainsta==2002
        inversion=M6(2,1);
        operacion=M6(2,2);
    elseif ainsta==2003
        inversion=M6(2,3);
        operacion=M6(2,4);
    elseif ainsta==2004
        inversion=M6(2,5);
```

```
        operacion=M6(2,6);
elseif ainsta==2005
    inversion=M6(2,7);
    operacion=M6(2,8);
elseif ainsta==2006
    inversion=M6(2,9);
    operacion=M6(2,10);
elseif ainsta==2007
    inversion=M6(2,11);
    operacion=M6(2,12);
elseif ainsta==2008
    inversion=M6(2,13);
    operacion=M6(2,14);
elseif ainsta==2009
    inversion=M6(2,15);
    operacion=M6(2,16);
elseif ainsta==2010
    inversion=M6(2,17);
    operacion=M6(2,18);
elseif ainsta==2011
    inversion=M6(2,19);
    operacion=M6(2,20);
elseif ainsta==2012
    inversion=M6(2,21);
    operacion=M6(2,22);
elseif ainsta==2013
    inversion=M6(2,23);
    operacion=M6(2,24);
elseif ainsta==2014
    inversion=M6(2,25);
    operacion=M6(2,26);
elseif ainsta==2015
    inversion=M6(2,27);
    operacion=M6(2,28);
elseif ainsta==2016
    inversion=M6(2,29);
    operacion=M6(2,30);
end
RetribucionTotal(contyear)=(pinsta*inversion)+(M4(year-
2001)*pinsta*ninsta)+(pinsta*horasLimitadas*operacion);
ComplementoReactiva(contyear)=0;
end

%Peaje de generación cuando proceda
if (year==2011)|| (year==2012)
    Peaje(contyear)=-0.5*pinsta*ninsta;
else
    Peaje(contyear)=0;
end

end
Total=RetribucionTotal+ComplementoReactiva+Peaje;
data=[RetribucionTotal;ComplementoReactiva;Peaje;Total];
bar(anos,RetribucionTotal);

%axis tight
```



```
b=max(RetribucionTotal)-min(RetribucionTotal);  
axis([min(anos) max(anos) min(RetribucionTotal)-0.4*b  
max(RetribucionTotal)+0.2*b]);  
title('Evolución de la retribución a percibir por el  
propietario')  
xlabel('Año')  
ylabel('Retribución (€)')
```